



**Energia Euro Park Sp. z o.o.  
ul. Wojska Polskiego 3, 39-300 Mielec**

# **INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

**Zatwierdzona decyzją Zarządu z dnia 19.05.2020 r.**

***Tekst obowiązujący od dnia: 19.05.2020 r.***

## Spis treści

<b>I.</b>	<b>KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO .....</b>	<b>4</b>
I.1.	POSTANOWIENIA OGÓLNE .....	4
I.2.	CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ .....	9
I.3.	CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ EEP .....	10
I.4.	OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO.....	11
<b>II.</b>	<b>PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EEP.....</b>	<b>12</b>
II.1.	ZASADY PRZYŁĄCZANIA .....	12
II.2.	ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH .....	19
II.3.	ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....	21
II.4.	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH .....	23
II.5.	DANE PRZEKAZYWANE DO EEP PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ .....	49
II.6.	ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU .....	52
<b>III.</b>	<b>EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI .....</b>	<b>52</b>
III.1.	PRZEPISY OGÓLNE .....	52
III.2.	PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI .....	53
III.3.	PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO MODERNIZACJI LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI .....	54
III.4.	UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH .....	54
III.5.	DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA .....	54
III.6.	REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH .....	56
III.7.	WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH .....	56
III.8.	OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO .....	56
III.9.	OCHRONA PRZECIWPÓŻAROWA .....	57
III.10.	PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH .....	57
III.11.	WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC .....	57
<b>IV.</b>	<b>BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTRO-ENERGETYCZNEGO.....</b>	<b>58</b>
IV.1.	BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE .....	58
IV.2.	BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ .....	59
IV.3.	WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	59
<b>V.</b>	<b>WSPÓŁPRACA EEP Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU .....</b>	<b>64</b>
<b>VI.</b>	<b>PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ .....</b>	<b>66</b>
VI.1.	OBOWIĄZKI EEP .....	66
VI.2.	STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH EEP .....	67
VI.3.	PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....	68
VI.4.	PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ .....	68
VI.5.	UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ .....	68
VI.6.	PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ .....	69
VI.7.	PROGRAMY ŁĄCZENIOWE .....	70
VI.8.	ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	71
VI.9.	DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO EEP .....	71
VI.10.	ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI .....	72
<b>VII.</b>	<b>STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EEP.....</b>	<b>72</b>

<b>VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU .....</b>	<b>73</b>
VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....	73
VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	75
VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMO ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	76
VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU.....	79
<b>BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI .....</b>	<b>81</b>
<b>A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE .....</b>	<b>82</b>
A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE .....	82
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY .....	83
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO .....	84
A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY LUB UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA .....	86
A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH .....	90
A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSD <sub>N</sub> Z OSD <sub>P</sub> W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM.....	92
A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ DLA URD, KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY KOMPLEKSOWE .....	93
A.8. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI.....	96
A.9. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ .....	99
<b>B ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD .....</b>	<b>108</b>
<b>C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH .....</b>	<b>110</b>
C.1. WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO - ROZLICZENIOWYCH ....	110
C.2. SZCZEGÓŁOWY ALGORYTM WYZNACZANIA DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO - ROZLICZENIOWYCH .....	114
<b>D. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH .....</b>	<b>114</b>
D.1. WYMAGANIA OGÓLNE .....	114
D.2. ZASADY POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH.....	116
D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo .....	117
<b>E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO .....</b>	<b>118</b>
<b>F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW .....</b>	<b>120</b>
<b>G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA.....</b>	<b>122</b>
<b>H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE.....</b>	<b>125</b>
<b>SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI .....</b>	<b>130</b>
I. OZNACZENIA SKRÓTÓW .....	131
II. POJĘCIA I DEFINICJE .....	134
<b>ZAŁĄCZNIK NR 1 .....</b>	<b>150</b>
<b>ZAŁĄCZNIK NR 2 .....</b>	<b>168</b>
<b>ZAŁĄCZNIK NR 3 .....</b>	<b>174</b>
<b>ZAŁĄCZNIK NR 4 .....</b>	<b>178</b>

## I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

### I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.1. Energia Euro Park Sp. z o.o. (zwana dalej EEP) jako Operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRIESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- I.1.2. EEP 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 EEP”), zgodnie z niniejszą IRIESD.  
EEP realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (w skrócie OSP) za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego PGE Dystrybucja S.A. (w skrócie OSDp), z którego siecią dystrybucyjną sieć dystrybucyjna EEP jest połączona, a który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową.
- I.1.3. Niniejsza IRIESD uwzględnia w szczególności wymagania:
- 1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (Dz. U. z 2019 r., poz. 755 z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
  - 2) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz. U. z 2019 r., poz. 1040 z późniejszymi zmianami),
  - 3) Decyzji z dnia 22 sierpnia 2013 roku znak DRE-4711-4(8)/2013/21804/ZI Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczającej Spółkę Energia Euro Park sp. z o.o. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji,
  - 4) Decyzji z dnia 28 stycznia 2013 roku znak DEE/310/21804/W/2/2013/AnSz udzielającej EEP koncesji na dystrybucję energii elektrycznej,
  - 5) określone w opracowanej przez Operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej OSP) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRIESP), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
  - 6) określone w opracowanej przez Operatora systemu dystrybucyjnego OSDp Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRIESD OSDp),
  - 7) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2019 r., poz. 1186 z późniejszymi zmianami),
  - 8) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz. U. z 2020 r., poz. 261 z późn. zmianami),
  - 9) taryfy Energia Euro Park Sp. z o.o.,
  - 10) zawarte w:
    - a) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL,

- b) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.4.2016, str. 1) - NC RfG,
- c) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223 z 18.8.2016, str. 10) - NC DC,
- d) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241 z 8.9.2016, str. 1) - NC HVDC,
- e) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.8.2017, str. 1) - SO GL,
- f) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017 r.) - NC ER;

zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”.

- I.1.4. Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD – EEP w celu realizacji ustawowych zadań przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, a także dokumenty opracowane na podstawie Kodeksów sieci.
- I.1.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych EEP 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 EEP w szczególności dotyczące:
  - 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,
  - 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
  - 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
  - 4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,
  - 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
  - 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
  - 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,

- 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
  - 9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
- I.1.6. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny EEP niezależnie od praw własności tych urządzeń.
- I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:
- 1) Operatora systemu dystrybucyjnego - EEP,
  - 2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EEP,
  - 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EEP,
  - 4) przedsiębiorstwa obrotu,
  - 5) sprzedawców,
  - 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej EEP,
  - 7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).
- Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:
- 1) operatorzy systemów dystrybucyjnych,
  - 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
  - 3) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców,
  - 4) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym,
  - 5) wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.
- I.1.8. Zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, Operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:
- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania,
  - 2) eksploatację, konserwację i modernizację sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
  - 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
  - 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
  - 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
  - 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,

- 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,
- 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
- 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
- 10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
  - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
  - b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
  - c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESD,
  - d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
  - e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,
  - f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
    - aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
    - informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania Operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
    - wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej;
- 11) współpracę z operatorem systemu przesyłowego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,

- 12) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
- 13) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,
- 14) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV,
- 15) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV.

- I.1.9. EEP ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań zgodnie z obowiązującym prawem.
- I.1.10. EEP nie ponosi odpowiedzialności za skutki działań lub skutki zaniechania działań innych operatorów systemów elektroenergetycznych.
- I.1.11. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej EEP,
  - 2) rozwiązanie z EEP umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- I.1.12. EEP udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.
- I.1.13. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.1.14. W zależności od potrzeb, EEP przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa oraz w terminie do 90 dni od opublikowania zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Energetyki – Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej operatora sieci przesyłowej OSP.
- I.1.15. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.
- I.1.16. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.17. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- a) przyczynę aktualizacji IRiESD,
  - b) zakres aktualizacji IRiESD,
  - c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.

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

Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRiESD.



- I.1.18. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
- EEP opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
  - wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, EEP publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.1.19. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni kalendarzowych od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.20. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje EEP:
- dokonyuje analizy otrzymanych uwag,
  - w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
  - opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
- I.1.21. IRiESD albo Kartę aktualizacji oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, EEP publikuje na swojej stronie internetowej.  
Zatwierdzoną IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, EEP publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- I.1.22. W zakresie nieuregulowanym w IRiESD lub w zakresie wskazanym w niej – stosuje się zapisy IRiESD OSDp oraz IRiESP.
- I.1.23. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci EEP lub korzystający z usług świadczonych przez EEP, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.
- I.1.24. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym regulowanym metodami, warunkami, wymogami i zasadami przyjętymi na podstawie Kodeksów sieci (dalej „TCM”; ang. „terms, conditions and methodologies”), stąd:
- w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, EEP podejmie działania mające na celu wyeliminowanie tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRiESD,
  - w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESD, odstąpienia od stosowania przepisów Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.

## 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. EEP na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRIESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.

I.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRIESD oraz taryfie EEP zatwierdzonej przez Prezesa URE.

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

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. EEP świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:

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

I.3.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.

Przyłączenie mikroinstalacji do sieci może nastąpić na podstawie zgłoszenia albo na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zgodnie z Ustawą OZE.

- I.3.4. EEP ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji; we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.
- I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.
- I.3.6. Przepisy związane z przyłączeniem stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.
- I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
- I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie EEP do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

#### I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- I.4.1. EEP świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu, z uwzględnieniem wynikającego z norm prawnych obowiązku zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE.
- I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku EEP opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z punktem V.11. niniejszej instrukcji.
- I.4.3. EEP realizuje przedsięwzięcia, w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym dba o zapewnienie realizacji szczegółowych obowiązków pracowników wynikające z tych przedsięwzięć.
- I.4.4. EEP stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności EEP 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 EEP,
- 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 EEP,
- g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,
- h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów,
- i) udziela bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie

EEP rozpatruje reklamacje otrzymane od sprzedawcy w zakresie świadczonych usług dystrybucji w ramach umowy kompleksowej zawartej przez odbiorcę ze sprzedawcą na zasadach i w terminach określonych w rozdziale H.

## II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EEP

### II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

- II.1.1. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej EEP następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez EEP albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w punkcie II.1.18.
- II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej EEP obejmuje:
  - 1) pozyskanie przez podmiot od EEP wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,
  - 2) złożenie przez podmiot u EEP wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez EEP,
  - 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez EEP, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,
  - 4) EEP dokonuje weryfikacji wniosku w terminie 14 dni roboczych od daty jego otrzymania,

- 5) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, EEP informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia. Termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia wniosku spełniającego wymagania określone w punktach II.1.3 – II.1.6. niniejszej instrukcji,
  - 6) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, EEP niezwłocznie zwraca zaliczkę,
  - 7) EEP potwierdza pisemnie złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust 8h ustawy Prawo energetyczne, określając w szczególności datę złożenia wniosku oraz, w przypadku przyłączenia źródeł do sieci powyżej 1 kV, wysokość zaliczki, która powinna być uiszczona przez wnioskodawcę na podstawie art. 7 ust 8a). Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez EEP dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust 8h) ustawy Prawo energetyczne. Potwierdzenie pisemne EEP przesyła pocztą na adres wskazany we wniosku o określenie warunków przyłączenia lub doręcza osobiście,
  - 8) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez EEP ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW,
  - 9) wydanie przez EEP warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie,
  - 10) zawarcie umowy o przyłączenie,
  - 11) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
  - 12) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. EEP zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,
  - 13) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej EEP urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia oraz zgłoszenia, o którym mowa w pkt. II.1.18., określa oraz udostępnia EEP. Wniosek i zgłoszenie dostępne są na stronie internetowej [www.eepark.pl](http://www.eepark.pl), oraz w siedzibie spółki.
- II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej zawierają zakres informacji nie mniejszy niż we wzorach wniosków określonych przez OSP.

- II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3 należy załączyć:
- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
  - b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
  - c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):
    - wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym albo
    - decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. Nr 135, poz. 789 oraz z 2012 r. poz. 951), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo
    - pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2013 r. poz. 934), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim,
    - dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku z wyłączeniem źródeł lokalizowanych w polskim obszarze morskim,

Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej lub pozwolenie na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,
  - d) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
  - e) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,
  - f) pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu,

- g) bilans mocy dla obiektów wielolokalowych zgodnie z załączonym do wniosku szablonem.
  - h) inne załączniki, określone we wzorze wniosku, wymagane przez EEP zawierające informacje niezbędne dla określenia warunków przyłączenia.
- II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa EEP. W przypadku przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej oraz połączeń krajowych na napięciu 110 kV zakres ten podlega uzgodnieniu z OSP za pośrednictwem OSDp. Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.
- II.1.8. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3., określa EEP, które zawierają w szczególności:
- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
  - 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
  - 3) moc przyłączeniową,
  - 4) rodzaj przyłącza,
  - 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
  - 6) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
  - 7) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
  - 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
  - 9) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
  - 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
  - 11) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
    - a) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
    - b) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania,
  - 12) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
  - 13) wymagania w zakresie:
    - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
    - b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
    - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
    - d) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
    - e) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji,
  - 14) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażenia w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
  - 15) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych.

- II.1.9. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa EEP w warunkach przyłączenia.
- II.1.10. EEP wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 1) 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
  - 2) 150 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączenia źródła niebędącego mikroinstalacją – od dnia wniesienia zaliczki.
- II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia lub przez okres ważności umowy o przyłączenie. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie EEP do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.
- II.1.12. Wraz z określonymi przez EEP warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci EEP na podstawie opracowanej przez EEP ekspertyzy może wpłynąć na warunki pracy sieci OSDp, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z OSDp, ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych OSDp wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy OSDp planuje możliwość realizacji tych inwestycji. Uzgodnienia te dokonywane są w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku o uzgodnienie.
- II.1.14. EEP wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialna za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.13.
- II.1.15. W przypadku, gdy EEP odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, EEP określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.
- II.1.16. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, EEP powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia:
- 1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, EEP wydaje warunki przyłączenia;
  - 2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, EEP odmawia wydania warunków przyłączenia.
- Bieg terminu, o którym mowa w pkt. II.1.10., ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.
- II.1.17. W przypadku, gdy EEP odmówi przyłączenia do sieci dystrybucyjnej z braku ekonomicznych warunków przyłączenia, o których mowa w ustawie Prawo Energetyczne, za przyłączenie do sieci EEP może ustalić opłatę w wysokości



- uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci - zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne.
- II.1.18. W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej EEP, jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego do EEP, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej EEP odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci.
- Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi EEP.
- Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy oraz niniejszej IRiESD.
- EEP publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej EEP.
- EEP potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia oraz dokonuje przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.
- II.1.19. Zgłoszenie, o którym mowa w punkcie II.1.18., zawiera w szczególności:
- 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy mikroinstalacji,
  - 2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a Ustawy,
  - 3) rodzaj mikroinstalacji,
  - 4) moc zainstalowaną elektryczną,
  - 5) moc znamionową falownika po stronie AC - w przypadku przyłączenia poprzez falownik,
  - 6) dane dotyczące lokalizacji obiektu w którym zainstalowano mikroinstalację,
  - 7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,
  - 8) oświadczenie osoby dokonującej instalacji mikroinstalacji, o zainstalowaniu mikroinstalacji zgodnie z przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz niniejszą IRiESD.
- II.1.20. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:
- 1) prosumentem,
  - 2) przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców - zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców” (Dz. U. z 2019 r., poz. 1292 z późn. zmianami) niebędącego prosumentem,
- informuje EEP o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w tej mikroinstalacji oraz mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci EEP.
- II.1.21. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.20. informuje EEP o:

- 1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych;
  - 2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji.
- II.1.22. Zapisów pkt. II.1.20. i II.1.21. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, niebędących prosumentami.
- II.1.23. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji producentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności lub wytwórca będący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność, o której mowa powyżej, nie później niż na 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej EEP, pisemnie informuje EEP o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.
- II.1.24. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.23 jest obowiązany informować EEP o:
- 1) zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia zmiany;
  - 2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej;
  - 3) terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.
- II.1.25. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez EEP realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.26. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej EEP powinna zawierać, co najmniej:
- 1) strony zawierające umowę,
  - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
  - 3) termin realizacji przyłączenia,
  - 4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
  - 5) miejsce rozgraniczenia własności sieci EEP i instalacji podmiotu przyłączanego,
  - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
  - 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
  - 8) harmonogram przyłączenia,
  - 9) warunki udostępnienia EEP nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
  - 10) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
  - 11) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
  - 12) moc przyłączeniową,

- 13) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z EEP,
  - 14) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
  - 15) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.27. EEP w zakresie przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci ma prawo do kontroli legalności pobierania i wprowadzania energii elektrycznej, kontroli układów pomiarowo-rozliczeniowych, dotrzymania zawartych w umów oraz prawidłowości rozliczeń.
- II.1.28. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.27, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.29. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej EEP urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.2. i II.4. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.
- II.1.30. Podmioty zaliczone do II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci z wyłączeniem mikroinstalacji, opracowują instrukcję, o której mowa w pkt.V.8, podlegającą uzgodnieniu z EEP przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.31. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej EEP 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.1.32. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej EEP, wskazane przez EEP podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują EEP dane określone w art. 16 ust. 8 ustawy Prawo energetyczne.
- II.1.33. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy:
- 1) osiągalnej 5 MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej EEP, są zobowiązani do dokonania zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych lub zgłoszenia zmiany w zakresie zarejestrowanych danych do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez Operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami IRiESP - Korzystanie (pkt. 4.3.14.4.). Obowiązkiem wytwórcy jest informowanie EEP o zgłoszeniach,
  - 2) osiągalnej równej 5 MW i wyżej, ale niższej niż 50 MW przyłączeni do sieci dystrybucyjnej EEP, są zobowiązani do dokonania zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych lub zgłoszenia zmiany w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem EEP, zgodnie z zapisami IRiESP – Korzystanie (pkt. 4.3.14.5). Obowiązkiem EEP jest przekazanie kopii zgłoszenia do właściwej obszarowej OSP za pośrednictwem OSDp.

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

- II.2.1. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych OSD są regulowane umowami.

- 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.2.2 ppkt5, dotyczą w szczególności wpływu przyłączania nowych podmiotów do sieci lub zmiany warunków przyłączenia na pracę sieci innych OSD. Związane to jest ze zmianą:
- 1) przepływow energii elektrycznej na transformatorach i liniach łączących sieci różnych operatorów,
  - 2) poziomu mocy i prądów zwarciovych,
  - 3) pewności dostaw energii elektrycznej,
  - 4) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.
- II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w pkt. II.2.1, próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego przyłączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.
- II.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt. II.2.5, są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

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

### II.3.1. Zasady odłączania

- II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej EEP określone w niniejszym rozdziale obowiązują EEP, sprzedawców oraz podmioty odłączane.
- II.3.1.2. EEP może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej EEP w następujących przypadkach:
- 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 EEP składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
  - przyczynę odłączenia,
  - proponowany termin odłączenia.
- II.3.1.4. EEP ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej EEP, uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez EEP o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu EEP informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.8.
- II.3.1.5. EEP dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej EEP uzgadnia z EEP tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. EEP uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego i sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu w zakresie, w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej EEP ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.
- II.3.1.7. W uzasadnionych przypadkach, EEP sporządza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej EEP, określające w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
  - termin odłączenia,
  - dane osoby odpowiedzialnej ze strony EEP za prawidłowe odłączenie podmiotu,
  - sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
  - aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.3.1.8. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej EEP odbywa się na zasadach określonych w pkt.II.1.

### **II.3.2 Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej**

II.3.2.1. EEP może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej EEP bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzonej kontroli, o której mowa w pkt.II.1.28, EEP stwierdzi, że:

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

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

II.3.2.2. EEP może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.3.2.3. EEP na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli według oświadczenia sprzedawcy, odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.3.2.4. EEP 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.3.2.5. EEP jest obowiązana niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt. II.3.2.1., II.3.2.2., II.3.2.3. oraz II.3.2.4., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

II.3.2.6. EEP wznowia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie po otrzymaniu od sprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie sprzedawcy.

II.3.2.7. Przepisów pkt. II.3.2.2. i pkt. II.3.2.3. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

II.3.2.8. Realizacja przez EEP wstrzymania dostarczania energii elektrycznej w przypadku, o którym mowa w pkt. II.3.2.3. oraz w przypadku braku zgody odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez EEP odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez EEP informacji, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy może spowodować bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska (a w szczególności uniemożliwi pracę aparatury wspomagającej funkcje życiowe lub pracę urządzeń zapobiegających przed wystąpieniem niekontrolowanej reakcji chemicznej) - EEP może opóźnić wstrzymanie dostarczania energii do czasu wykonania przez odbiorcę czynności usuwających powyższe zagrożenie. W takiej sytuacji, w przypadku gdy wstrzymanie miało nastąpić na wniosek sprzedawcy, EEP zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.

II.3.2.9. W przypadku, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., EEP bez zbędnej zwłoki wstrzymuje

dostarczanie energii elektrycznej, jednak nie później niż w terminie do czterech dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii, poprzez złożenie do EEP wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku EEP podejmie kroki w celu niedopuszczenia do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jednak nie ponosi odpowiedzialności w sytuacji, w której anulowanie wniosku o wstrzymanie nie było możliwe.

- II.3.2.10. W przypadku wystąpienia:
- masowych awarii sieci elektroenergetycznych,
  - przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,
  - konieczność wykonania wyłączeń planowych,
  - braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii,
- termin, o którym mowa w pkt. II.3.2.11. może ulec wydłużeniu.
- II.3.2.11. EEP powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
- II.3.2.12. Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wnioski sprzedawcy, w terminach o których mowa w pkt. II.3.2., w tym z przyczyn niezależnych od EEP, EEP w terminie do trzech dni roboczych po upływie tych terminów, powiadomi o tym fakcie sprzedawcę, wskazując przyczyny uniemożliwiające wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej.

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

### II.4.1. Wymagania ogólne

- II.4.1.1. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych lub przyłączanych (ubiegających się o przyłączenie) do sieci dystrybucyjnych EEP, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
- bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
  - zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
  - zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
  - dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
  - spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
  - możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.
- II.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt. II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach:

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

- II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.
- II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EEP nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt.VIII.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt.VIII.1. niniejszej IRiESD.
- II.4.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji dotyczącej wymagań technicznych, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.
- II.4.1.6. Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia urządzeń, instalacji lub sieci, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji uniemożliwia spełnienie wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje EEP opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli EEP zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć EEP opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.
- Postanowienia tego punktu nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.

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

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

#### **II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych**



- II.4.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, są określone przez Operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt. II.4.3.1 są ustalane pomiędzy wytwórcą, a EEP, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.
- II.4.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt. II.4.3.2 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- układów wzbudzenia,
  - układów regulacji napięcia,
  - sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),
  - systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
  - urządzeń regulacji pierwotnej,
  - czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
  - ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
  - możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
  - wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
  - wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.
- II.4.3.4. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 110 kV, SN i nN, określone są w pkt. II.4.5.

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

- II.4.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.4.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich oraz realizacja połączeń międzysystemowych winny odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt. II.1.
- II.4.4.3. EEP może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt. II.4.4.2.
- II.4.4.4. Połączenia międzysystemowe, linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt. II.4.2 oraz II.4.3.
- II.4.4.5. Połączenia międzysystemowe, linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt. II.4.7.
- II.4.4.6. W uzasadnionych przypadkach EEP może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne, związane z przyłączaniem linii bezpośrednich oraz połączeń międzysystemowych.
- II.4.4.7. EEP na zasadach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

II.4.4.8. Przyłączenie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej np. spowodować pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej EEP.

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

##### **II.4.5.1. Wymagania ogólne**

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

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

Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.

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

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

II.4.5.1.5. EEP określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.5.1.6. EEP 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.4.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

II.4.5.1.8. Nastawy EAZ, powinny zapewniać jak najkrótsze czasy wyłączenia zakłóceń przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk groźących zbędnymi zadziałaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.

II.4.5.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.

II.4.5.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi

obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym, to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.

- II.4.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin.
- II.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika.
- II.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.
- II.4.5.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.4.5.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.
- II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej EEP zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W modernizowanych obiektach, w rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pola SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pola SN transformatorów zasilających, pola transformatorów potrzeb własnych oraz pola linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia. Dopuszcza się realizację funkcji rejestracji zakłóceń i zdarzeń przez urządzenia EAZ.
- II.4.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:
  - Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,
  - Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,
  - Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.
- II.4.5.1.18. Dla potrzeb elementów EAZ współpracujących współbieżnie lub realizacji bezwarunkowych wyłączeń drugiego końca linii, wymaga się stosowania łączy niezależnych. Czas przekazywania sygnałów nie powinien przekraczać 20 ms dla sygnałów binarnych oraz 5 ms dla sygnałów analogowych.

## **II.4.5.2. Wymagania dla sieci 110 kV**

### **II.4.5.2.1. Wymagania ogólne**

- II.4.5.2.1.1. Nastawienia EAZ w skoordynowanej sieci 110 kV są skoordynowane przez OSDp.
- II.4.5.2.1.2. Zabezpieczenia linii 110 kV działają na wyłączenie zgodnie z realizowaną funkcją

i z zadanym programem pracy.

II.4.5.2.1.3. W razie potrzeby dopuszcza się stosowanie automatyki SPZ-u 1-fazowego w układach linii 110 kV.

#### II.4.5.2.2. Wymagania szczegółowe dla linii 110 kV

II.4.5.2.2.1. Linie blokowe wyposaża się w:

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

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

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

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

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

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

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

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

- 1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe,
- 2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione wyposażone w dodatkową funkcję zabezpieczenia ziemnozwarciowego prądowego, kierunkowego,
- 3) blokadę przed podaniem napięcia od strony jednostki wytwórczej,
- 4) zabezpieczenia odległościowe i ziemnozwarciowe należy wyposażyć w funkcję echa lub inną umożliwiającą jednoczesne dwustronne wyłączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez jednostkę wytwórczą. Funkcja ta powinna realizować warunki:
  - a) odbiór sygnału z zabezpieczenia na drugim końcu linii,
  - b) brak pobudzenia członów pomiarowych w kierunku „do przodu” i „do tyłu”,

- c) napięcie składowej  $3U_0$  powyżej wartości nastawionej (dotyczy zabezpieczeń ziemnozwarciowych),
- 5) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łączy.

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

- II.4.5.2.3.1. Jeśli GPO sąsiaduje terenowo ze stacją EEP, dopuszcza się potraktowanie ich połączenia jako wyprowadzenia z transformatora i zastosowanie zabezpieczeń jak w pkt. II.4.5.3.1.
- II.4.5.2.3.2. Jeśli GPO jest podłączony w ten sposób, że przez linie utworzona została gwiazda sieciowa, to w układzie takim jako podstawowe należy zastosować wielostronne zabezpieczenia odcinkowe.
- II.4.5.2.3.3. Jeśli w GPO po stronie 110 kV jest zainstalowany tylko jeden wyłącznik, to należy zapewnić przekazywanie sygnału od LRW na przeciwległy koniec linii lub innego połączenia z systemem elektroenergetycznym.

#### **II.4.5.2.4. Wymagania szczegółowe dla szyn zbiorczych**

- II.4.5.2.4.1. Szyny zbiorcze rozdzielni oraz stacji o górnym napięciu 110 kV należy wyposażyć w zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający selektywne wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.
- II.4.5.2.4.2. W stacjach uproszczonych typu „H”, do których nie jest podłączony GPO, dopuszcza się możliwość rozwiązania zabezpieczenia szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.

#### **II.4.5.2.5. Wymagania szczegółowe dla Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej**

- II.4.5.2.5.1. Rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy lokalnego rezerwowania wyłączników (LRW). Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.
- II.4.5.2.5.2. Do kontroli wyłączenia się wyłącznika dla celów LRW należy stosować kryterium prądowe i wyłącznikowe przy wykorzystaniu dwóch styków pomocniczych bezpośrednio z wyłącznika, a w uzasadnionych przypadkach tylko jednego z ww. kryteriów.
- II.4.5.2.5.3. Wyłączenie odpowiedniego systemu lub sekcji szyn, powinno być poprzedzone dodatkowym impulsem wyłączającym z elementu układu LRW przypisanego polu, w którym nastąpiło zawiedzenie wyłącznika.

#### **II.4.5.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn**

- II.4.5.2.6.1. Łączniki szyn w stacjach systemowych 110 kV wyposażać należy w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola:
  - 1) rozcinające jako podstawowe,
  - 2) komplet zabezpieczeń umożliwiających realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola (rezerwacja pól

odpływowych, transformatorowych i blokowych) przy użyciu pola łącznika szyn.

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

### II.4.5.3. Wymagania dla transformatorów

II.4.5.3.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarcí wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarcí 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 zaczeów 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 110 kV zaleca się stosowanie zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego, działającego w oparciu o pomiar prądu płynącego przez punkt neutralny.

W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor, można strony SN tych transformatorów wyposażać w zerowoprądowe zabezpieczenie od skutków zwarcí doziemnych działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola lub również po stronie 110 kV zabezpieczanego transformatora. W pozostałych układach sieci SN ww. zabezpieczenie od skutków zwarcí doziemnych może działać na sygnalizację.

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

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarcí wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarcí 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 zaczeów.

Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne.

Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

#### **II.4.5.4. Wymagania dla sieci SN**

##### **II.4.5.4.1. Wymagania ogólne**

- II.4.5.4.1.1. Jeśli w IRIESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor i tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci), oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.
- II.4.5.4.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.
- II.4.5.4.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:
- 1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
  - 2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.
- II.4.5.4.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:
- 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
  - 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50% napięcia fazowego,
  - 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
  - 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
  - 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.
- II.4.5.4.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:
- 1) 5 – 10% w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
  - 2) 5 – 15% w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
  - 3) 10 – 20% w sieciach skompensowanych.
- Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.
- II.4.5.4.1.6. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

##### **II.4.5.4.2. Wymagania dla linii SN**

II.4.5.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

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

II.4.5.4.2.2. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarc międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich powinno mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarc doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno-kablowa,
- 4) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium  $df/dt$ ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola, oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

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



wyposażone w:

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

#### **II.4.5.4.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających**

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

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

II.4.5.4.3.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

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

II.4.5.4.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji określa EEP:

- 1) dla transformatorów dwuzwojennych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
- 2) dla transformatorów trójzwojennych wyłączenie tylko po stronie SN

dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron.

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

II.4.5.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznych,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
- 3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
- 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

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

#### **II.4.5.4.5. Wymagania dla łączników szyn**

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

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

#### **II.4.5.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia**

II.4.5.4.6.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

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

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

#### **II.4.5.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN**

II.4.5.4.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- 1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozprowadzeniem sygnału do pól odpiływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone

- są jednostki wytwórcze,
- 2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z EEP,
  - 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
  - 4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
  - 5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania.
- II.4.5.4.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:
- 1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczytkowego (zalecane),
  - 2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

#### II.4.5.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

- II.4.5.5.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.
- II.4.5.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.
- II.4.5.5.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:
- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
  - 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
  - 3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe,
  - 4) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej,
  - 5) zabezpieczenie od pracy wyspowej.
- II.4.5.5.4. EEP decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia, poprawiające bezpieczeństwo pracy sieci.
- II.4.5.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z EEP lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą  $t = f(U)$  podaną w IRiESD OSDp.
- II.4.5.5.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN
- II.4.5.5.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
- II.4.5.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- II.4.5.5.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA mogą samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.

- II.4.5.5.6.4. Jednostki wytwórcze powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
  - 2) nad- i podnapięciowe,
  - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
  - 4) ziemnozwarciowe,
  - 5) od pracy wyspowej.
- II.4.5.5.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.
- II.4.5.5.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.4.5.5.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.
- II.4.5.5.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.5.5.1. do II.4.5.5.3. oraz od II.4.5.5.6.1. do II.4.5.5.6.7., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

#### **II.4.5.6. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ**

- II.4.5.6.1. EEP prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.
- II.4.5.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EEP zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego EEP, a tym samym utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z EEP w szczególności podmiotom tym zabrania się:
- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
  - 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
  - 3) zmiany nastaw i sposobu działania.
- II.4.5.6.3. EEP może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.6.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- II.4.5.6.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej EEP podlegają im również

urządzenia EAZ.

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

II.4.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują EEP oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej – w obiektach modernizowanych i podmioty przyłączane do sieci dystrybucyjnej w obiektach nowobudowanych.

II.4.6.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje. Należy dążyć do wyposażenia w układy telemechaniki stacji elektroenergetycznych z obsługą.

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

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

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

- a) telesterowanie:
  - sterowanie wyłącznikami,
  - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych;
- b) telesygnalizację:
  - stanu położenia łączników,
  - stanu automatyk stacyjnych,

- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
  - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
  - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
  - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
  - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową;
- c) telemetrię:
- pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
  - pomiar prądu w poszczególnych polach,
  - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.4.6.5. Rozdzielnie 110 kV podmiotów zewnętrznych powinny transmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej EEP co najmniej następujące informacje:
- a) sygnalizację położenia wszystkich łączy na rozdzielni 110 kV,
  - b) zbiorczą sygnalizację awaryjną, sygnalizację awaryjną potrzeb własnych prądu stałego,
  - c) zbiorczą sygnalizację zadziałania i uszkodzenia zabezpieczeń,
  - d) pomiar mocy biernej i czynnej ( oddanie i pobór ) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.4.6.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:
- a) telesterowanie:
    - sterowanie wyłącznikami,
    - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych;
  - b) telesygnalizację:
    - stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uzemników,
    - stanu automatyk stacyjnych,
    - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
    - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
    - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
    - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
    - sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową;
  - c) telemetrię:
    - pomiar prądu w poszczególnych polach,
    - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.4.6.7. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.
- II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

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

### II.4.7.1. Wymagania ogólne

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

- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy,

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

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w niniejszej IRiESD, przy czym dostosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, podlega weryfikacji przez OSD.

II.4.7.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

W przypadku urządzeń, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie jest wymagana homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo badań (świadectwo wzorcowania), potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do EEP. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium posiadającym akredytację w przedmiotowym zakresie, zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Świadectwo wzorcowania dla przekładników pomiarowych prądowych lub napięciowych wydawane i uznawane jest bez terminu ważności.

Urządzenia podlegające wzorcowaniu powinny posiadać cechę zabezpieczającą nałożoną przez producenta lub laboratorium oraz nałożoną przez laboratorium

cechę potwierdzającą dokonanie wzorcowania.

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

II.4.7.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

- a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
- b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
- c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii (z wyjątkiem nowo przyłączanych), dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez EEP ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy OZE.

Na wniosek odbiorcy, za zgodą EEP dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy przyłączeniowej do 200 kW. Zgoda EEP uwarunkowana jest m.in. zastosowaniem układu kompensacji strat jałowych transformatora oraz akceptacją przez odbiorcę doliczenia określonej w umowie ilości strat mocy i energii elektrycznej.

II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EEP będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.

II.4.7.1.6. EEP wraz z OSDp uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR z uwzględnieniem postanowień IRiESD OSDp, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

II.4.7.1.7. OSDn uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:

- 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 nie mniejszej niż 1 MVA i nie większej niż 30 MVA (wyłącznie),
- c) kat. A3 – układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
- d) kat. B1 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
- e) kat. B2 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów



- przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
- f) kat. B3 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
  - g) kat. B4 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie 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 umownej podmiotu, o ile ta moc jest znana. W przeciwnym przypadku uwzględnia się moc przyłączeniową.

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

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

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

- II.4.7.1.10. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:
- wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,
  - wyjść cyfrowych rejestratorów (koncentratorów), które to rejestratory (koncentratory) będą pozyskiwały dane za pomocą wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- Wymagania co do szybkości, częstości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa EEP.
- II.4.7.1.11. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:
- dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
  - dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego.
- Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego. W tym przypadku jako układ pomiarowo kontrolny należy rozumieć licznik energii elektrycznej.
- II.4.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa EEP w warunkach przyłączenia.
- II.4.7.1.13. W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. A1, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego.
- W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. A2, A3, B1, B2, B3, B4, B5, C1, C2, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:
- 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,
  - 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,
  - 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.
- W przypadku zastosowania przekładników prądowych o klasie dokładności 0,5S lub 0,2S ich prąd znamionowy wtórny winien wynosić 5 A.
- Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego, jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.
- II.4.7.1.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- II.4.7.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być  $\leq 5$ . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS  $> 5$ , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRIESD.
- II.4.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące

- w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania w taki sposób, aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb. Plombowanie musi zapewniać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.4.7.1.17. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub EEP. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
  - II.4.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, EEP może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.
  - II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub EEP (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
  - II.4.7.1.20. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
  - II.4.7.1.21. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i EEP.
  - II.4.7.1.22. EEP dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w ciągu 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż EEP, to podmiot ten ma obowiązek przekazania EEP zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po demontażu.
  - II.4.7.1.23. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
  - II.4.7.1.24. EEP przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
  - II.4.7.1.25. Jeżeli EEP nie jest właścicielem układu pomiarowego, EEP zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60 dnia kalendarzowego, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.7.1.26.
  - II.4.7.1.26. W ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. EEP umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
  - II.4.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.7.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
  - II.4.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu

pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.

- II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a EEP dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- II.4.7.1.30. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem, wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, EEP wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.
- II.4.7.1.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego EEP ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowym własny licznik energii elektrycznej, komunikujący się z LSPR.

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

- II.4.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:
  - a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
  - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
  - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR EEP.
- II.4.7.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:
  - a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
  - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
  - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR EEP.
- II.4.7.2.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:
  - a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
  - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
  - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR EEP.

- II.4.7.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo – rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo - rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:
- w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.4.7.2.1.,
  - w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.4.7.2.2.
- II.4.7.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:
- posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
  - umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni kalendarzowych,
  - umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.2.6. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR EEP, w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- II.4.7.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

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

- II.4.7.3.1. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:
- konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo- rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
  - przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,
  - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
  - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
  - układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
  - układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami

- zewnętrzny,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR EEP nie częściej niż 4 razy na dobę,
  - h) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej),
  - i) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
  - b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,
  - c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
  - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
  - e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
  - f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
  - g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR EEP S.A. nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
  - h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.3.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,
  - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
  - c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres

- rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
  - e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR EEP nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
  - f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii elektrycznej,
  - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
  - c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
  - d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
  - e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR EEP nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
  - f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.3.5. Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii elektrycznej,
  - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
  - c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
  - d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
  - e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR EEP nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
  - f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

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

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż A lub 2 dla energii czynnej;
- b) EEP w uzasadnionych przypadkach m.in. zbierania danych pomiarowych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi może zdecydować o konieczności:
  - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych,
  - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR EEP,
  - pomiaru mocy i energii biernej.

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

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

#### **II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi**

II.4.8.1. EEP odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP i IRiESD OSDp.

II.4.8.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych oraz podmiotami zakwalifikowanymi do II grupy przyłączeniowej, a w przypadkach określonych przez EEP również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.

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



## II.5 DANE PRZEKAZYWANE DO EEP PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

### II.5.1. Zakres danych

- II.5.1.1. Dane przekazywane do EEP przez podmioty przyłączone i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:
- dane opisujące stan istniejący,
  - dane prognozowane dla perspektywy określonej przez EEP,
  - dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

### II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

- II.5.2.1. Wytwórcy przekazują do EEP następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:
- schematy główne układów elektrycznych,
  - dane jednostek wytwórczych,
  - dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
  - moc osiągalną,
  - schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych.
- II.5.2.2. Wskazani przez EEP odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do EEP następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:
- dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
  - dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
  - dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:
- nazwę węzła,
  - rodzaj i schemat stacji,
  - rodzaj pól i ich wyposażenie,
  - zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
  - roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
  - udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
  - moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,
  - układ normalny pracy.
- II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:
- nazwę węzła początkowego,
  - nazwę węzła końcowego,
  - rezystancję linii,
  - reaktancję dla składowej zgodnej,

- e) 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
  - f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
  - g) 1/2 konduktancji poprzecznej,
  - h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
  - i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
  - j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim,
  - k) seria słupów.
- II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:
- a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
  - b) dane znamionowe,
  - c) model zwarciov.
- II.5.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:
- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
  - b) sprawność przemiany energetycznej,
  - c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
  - d) produkcję energii elektrycznej,
  - e) wskaźniki odstawień awaryjnych,
  - f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,
  - g) emisje zanieczyszczeń SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, pyły i CO<sub>2</sub>,
  - h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
  - i) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
  - j) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'<sub>d</sub> generatora,
  - k) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'<sub>max</sub> podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
  - l) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
  - m) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
  - n) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
  - o) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
  - p) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
  - q) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
  - r) moc czynną potrzeb własnych,
  - s) współczynnik mocy potrzeb własnych,
  - t) maksymalną generowaną moc czynną,
  - u) minimalną generowaną moc czynną,
  - v) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
  - w) statyzm turbiny,
  - x) reaktancję podprzejsiową generatora w osi d w jednostkach względnych,
  - y) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.
- II.5.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty

uzgadniają z EEP.

### **II.5.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez EEP**

- II.5.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EEP obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:
- informacje o jednostkach wytwórczych,
  - informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
  - informacje o wymianie międzysystemowej,
  - informacje o projektach zarządzania popytem,
  - inne dane w zakresie uzgodnionym przez EEP i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej EEP.
- II.5.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują w zależności od potrzeb:
- rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
  - moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
  - przewidywaną elastyczność pracy,
  - techniczny i księgowy czas eksploatacji,
  - sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
  - rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
  - skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
  - dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,
  - dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.
- II.5.3.3. Wskazani przez EEP, odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do EEP następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt.II.5.3.1:
- zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
  - krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
  - miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.5.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:
- zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
  - czas obowiązywania kontraktu.
- II.5.3.5. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:
- opis i harmonogram projektu,
  - przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- II.5.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z EEP.

### **II.5.4. Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej**

- II.5.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci EEP dla wybranej doby letniej i doby

zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej obejmującą:

- a) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,
- b) napięcia w węzłach sieci,
- c) rozptywy mocy czynnej i biernej.

- II.5.4.2. EEP dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.
- II.5.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci dostarczają EEP wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej nie później niż po upływie 14 dni kalendarzowych od dnia przeprowadzenia ewidencji.
- II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z EEP.

## II.6. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU

### II.6.1. Postanowienia ogólne

- II.6.1.1. EEP opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz współpracuje z OSDp w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV.
- II.6.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.
- II.6.1.3. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.
- II.6.1.4. EEP współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi i samorządów terytorialnych oraz odbiorcami, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

## III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

### III.1. PRZEPISY OGÓLNE

- III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej EEP muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.  
Projektowanie oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:
  - a) niezawodności współdziałania z siecią,
  - b) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
  - c) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.
- III.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej EEP obejmują zagadnienia związane z:

- a) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,
  - b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
  - c) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do modernizacji lub wycofywaniem z eksploatacji,
  - d) dokonywaniem uzgodnień z OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
  - e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.
- III.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej staranności poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i modernizacji oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.
- III.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz EEP uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- III.1.5. EEP prowadzi eksploatację własnych urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo- sygnalizacyjnych.
- III.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EEP zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej, 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. EEP może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną w celu sprawdzenia terminowości i zakresu prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez EEP określa EEP w dokumencie „Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez Energia Euro Park Sp. z o.o.” stanowiącym Załącznik Nr 2 do IRiESD.

### III.2. PRYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI

- III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po modernizacji – następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. VII.5. 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 EEP przyłączone lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu modernizacji lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

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

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

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

### III.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO MODERNIZACJI LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

III.3.1. Przekazanie urządzeń do modernizacji lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do modernizacji lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym OSD.

### 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 EEP reguluje umowa.

III.4.3. EEP dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z IRiESD OSDp.

III.4.4. EEP dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

III.4.5. Likwidacja odcinków linii oraz stacji transformatorowo - rozdzielczych w koordynowanej sieci 110 kV, może zostać rozpoczęta po uzyskaniu opinii OSDp.

### III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

III.5.1. Właściciel obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:

a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,

- b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.  
Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.
- III.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:
- decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
  - dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
  - pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
  - pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.
- III.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- dokumentację projektową i powykonawczą,
  - protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
  - dokumentację techniczno – ruchową urządzeń,
  - dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
  - dokumentację eksploatacyjną i ruchową.
- III.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
  - instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
  - dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i modernizacji, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
  - protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
  - wykaz niezbędnych części zamiennych,
  - dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
  - dziennik operacyjny,
  - schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
  - wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
  - karty przełączeń,
  - ewidencję założonych uziemień,
  - programy łączeniowe,
  - wykaz personelu ruchowego.
- III.5.5. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela i w zależności od potrzeb oraz rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:
- ogólną charakterystykę urządzenia,
  - niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
  - wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
  - określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
  - zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,
  - wymagania w zakresie konserwacji i napraw,

- g) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
- h) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,
- i) informacje o środkach łączności,
- j) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,
- k) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno- pomiarowej,
- l) opis zastosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

### III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

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

III.6.2. W przypadku powierzenia EEP 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 i wytwórcy mogą uzyskać od EEP informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej EEP 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 EEP stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

III.7.5. EEP sporządza i aktualizuje schematy własnej sieci dystrybucyjnej.

### III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

III.8.1. EEP oraz podmioty przyłączone do jej sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi



normami i przepisami prawnymi.

- III.8.2. EEP 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. EEP zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

### III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- III.10.1. EEP opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnych obejmujących szczególności:
  - a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
  - b) modernizacje.
- III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych EEP 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 EEP uzgadniają z EEP 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 EEP, są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej EEP ustalonego w pkt.VI.6.
- III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej EEP przekazują do EEP zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.6.

### III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

- III.11.1. EEP 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 ELEKTRO-ENERGETYCZNEGO

### 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 niepokoїв 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 elektrycznej JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń Operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń EEP.

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

- zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.
- IV.1.6. OSDp wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRIESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.
- IV.1.7. OSDp w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.
- IV.1.8. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- podział kompetencji służb dyspozytorskich,
  - awaryjne układy pracy sieci,
  - wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
  - dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- IV.1.9. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSDp udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

## IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- IV.2.1. EEP prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną EEP.
- IV.2.2. EEP dotrzymuje parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe 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 EEP podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.
- EEP za pośrednictwem OSDp na polecenie OSP podejmuje w szczególności następujące działania:

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

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

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

### **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 IRIESP służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

IV.3.2.2. Wniosek, o którym mowa w pkt. IV.3.2.1, sporządza minister właściwy dla spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.

IV.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt. IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, a także zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie bezpieczeństwa lub obronności państwa, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców oraz ochrony środowiska.

IV.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców o mocy umownej wyższej niż 300 kW.

IV.3.2.5. Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w pkt. IV.3.2.4, wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.

- IV.3.2.6. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w pkt. IV.3.2.3, obowiązują dla okresu od dnia 1 września danego roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:
- uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
  - uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
  - uzgodnienia z OSDp, posiadającymi bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,
  - 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:
- przygotowanie przez EEP, w terminie do 30 kwietnia, wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania EEP,
  - uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przygotowanego przez EEP z OSDp,
  - powiadomienie odbiorców, w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub poprzez ogłoszenia zamieszczane w formie elektronicznej na stronie internetowej EEP lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez EEP, o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie 4 tygodni od przekazania do EEP przez OSDp uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego tego planu, nie później jednak niż na 30 dni kalendarzowych przed dniem obowiązywania ograniczeń.

W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, EEP powiadamia OSDp w formie pisemnej w terminie 4 dni kalendarzowych od zaistniałej zmiany.

- IV.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:
- 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,
  - stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
  - 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. EEP opracowuje procedury wprowadzania w trybie normalnym ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przez odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, określające:
- sposób powiadamiania odbiorców,
  - właściwe służby dyspozytorskie uprawnione do przekazywania poleceń.
- IV.3.2.10. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów Operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania.  
Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w środkach masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, EEP powiadamia odbiorców EEP 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 EEP.
- IV.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenie dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.
- IV.3.2.12. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- polecone stopnie zasilania,
  - wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

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

- IV.3.3.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w pkt. IV.3.2.1, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IV.3.3.2. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w pkt. IV.3.2 mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.
- IV.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt.
- IV.3.3.4. 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 OSDn, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDn jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSDp.
- IV.3.4.3. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w czasie do 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego. Zmniejszenie poboru mocy czynnej o 20% (wprowadzenie ograniczeń w stopniach A1 i A2), powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 15 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.  
Ograniczenia w stopniu A3 powinny być zrealizowane bez zbędnej, zwłoki nie dłużej niż w ciągu 30 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.  
Ograniczenia w stopniu A4 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 45 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.  
Ograniczenia w stopniu A5 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.  
Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt. IV.3.2.8.c) ii).
- IV.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110 kV/SN, linii i stacji średnich napięć, zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające decyzję o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.
- IV.3.4.5. OSP w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.
- IV.3.4.6. Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych, dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od A1 do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%).  
Wyłączenie awaryjne w stopniu A5 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych.
- IV.3.4.7. Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt. IV.3.4.6, OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:  
a) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSDp lub,  
b) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić ograniczenia.
- IV.3.4.8. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

#### **IV.3.5. Tryb 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:
- zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymywaniu poleconej bądź aktualnej pozycji przełącznika zacze­pów transformatora 110 kV/SN, lub
  - obniżenie o 5% zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.
- IV.3.5.3. 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. EEP po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- poziom napięcia,
  - pozycje przełączników zacze­pów transformatorów 110 kV/SN,
  - tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

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

- V.1. EEP współpracuje z następującymi operatorami:
- operatorem systemu przesyłowego,
  - operatorami systemów dystrybucyjnych,
  - operatorami handlowo-technicznymi,
  - operatorami handlowymi,
  - operatorami pomiarów,
- oraz Sprzedawcami, 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 niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.
- V.3. Zasady i zakres współpracy OSDp z operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), są określone w IRiESD OSDp oraz w instrukcjach współpracy i w stosownych umowach zawartych pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego 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 EEP z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD- Bilansowanie.
- 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 ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- V.8. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej EEP o napięciu SN, OSDn a w szczególnych przypadkach także inne podmioty wskazane przez EEP, opracowują i uzgadniają z EEP instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.
- V.9. Przedmiotem instrukcji współpracy służb dyspozytorskich OSDp ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym OSDn, 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 i 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 EEP z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej EEP zawiera co najmniej:
- podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych,
  - eksploatacyjne granice stron,
  - zakres i tryb obiegu informacji,
  - wykazy osób upoważnionych wraz z danymi teleadresowymi, które podlegają aktualizacji po każdej zmianie oraz aktualizacji corocznej w terminie określonym przez EEP.
- V.11. EEP umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci również poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi EEP zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
  - aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi EEP zawarła umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej umożliwiającą sprzedawcy zawieranie umów kompleksowych,
  - aktualną listę sprzedawców zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, z którymi EEP zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,

- d) aktualną listę sprzedawców świadczących rezerwową usługę kompleksową, z którymi EEP zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- e) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania EEP,
- f) informacji o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania EEP,
- g) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

V.12. EEP – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane sporządzać informacje dotyczące:

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

## VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

### VI.1 OBOWIĄZKI EEP

VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu EEP na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej EEP w szczególności:

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej EEP w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
- b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EEP, innych niż JWCD i JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
- c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej EEP oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,
- d) usuwa skutki awarii w tym awarii sieciowych i awarii w systemie, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,

- e) prowadzi działania sterownicze,
  - f) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania,
  - g) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw mocy elementów sieci dystrybucyjnej, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej,
  - h) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z zapisami punktu IV.3, oraz współuczestniczy z OSP i OSDp w realizacji planów obrony i odbudowy KSE,
  - i) identyfikuje ograniczenia sieciowe w sieci dystrybucyjnej EEP.
- VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej EEP odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych.
- VI.1.3. Na obszarze sieci dystrybucyjnej koordynowanej przez OSDp, za której ruch odpowiada EEP, OSDp koordynuje i dostarcza wyliczone nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz wyznacza miejsca uziemień punktów neutralnych transformatorów 110 kV/SN.
- VI.1.4. EEP na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz sposób pracy punktu neutralnego sieci SN.

## VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH EEP

- VI.2.1. EEP realizuje zadania wymienione w pkt.VI.1., poprzez służby dyspozytorskie.
- VI.2.2. Służby dyspozytorskie EEP działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego.  
Służby dyspozytorskie EEP operatywnie kierują:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej EEP,
  - b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej EEP,
  - c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległy personel dyżurny wg podziału kompetencji,
  - d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej, w tym pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EEP, innych niż JWCD i JWCK.
- VI.2.3. Służby dyspozytorskie EEP, 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, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów i instrukcji współpracy,
  - c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
  - d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- VI.2.4. Służby dyspozytorskie EEP na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiadają, sprawują nadzór nad:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej EEP,
  - b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej EEP,
  - c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe

- służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
- d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej, w tym pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EEP, innych niż JWCD i JWCK.
- VI.2.5. Służby dyspozytorskie EEP sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego EEP, polegający w szczególności na:
- bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
  - przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
  - wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- VI.2.6. W przypadku wystąpienia awarii w sieci dystrybucyjnej, EEP w uzasadnionych przypadkach powołuje komisję, która ustala przebieg awarii i przyczyny jej powstania, a także proponuje działania zapobiegawcze.

### VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VI.3.1. Wytwórcy inni niż JWCD i JWCK przyłączeni do sieci dystrybucyjnej EEP przekazują dane niezbędne do sporządzenia planów produkcji w zakresie i terminach ustalonych przez EEP.
- VI.3.2. EEP sporządza plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EEP na zasadach opisanych w IRIESP.
- VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej EEP uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez Operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- VI.3.4. EEP, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EEP za wyjątkiem jednostek wytwórczych JWCD i JWCK.

### VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNA

- VI.4.1. EEP sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej.
- VI.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt.VI.4.1., są przekazywane do OSDp. Sposób przekazywania danych ustalany jest w trybie roboczym z OSDp.
- VI.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez EEP uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

### VI.5. UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej EEP o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być

- opracowane odrębne układy normalne pracy.
- VI.5.2. EEP określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1kV.
- VI.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:
- układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
  - wymagane poziomy napięcia,
  - wartości mocy zwarciovych,
  - rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
  - dopuszczalne obciążenia,
  - wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
  - nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
  - nastawienia zaczepów dławików gaszących,
  - ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
  - miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
  - harmonogram pracy transformatorów,
  - wykaz jednostek wytwórczych.
- VI.5.4. Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej EEP o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

## VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.6.1. EEP opracowuje plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej EEP.
- VI.6.2. EEP opracowuje i zgłasza do uzgodnienia OSDp plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej w zakresie wpływu na prace sieci OSDp.
- VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają EEP propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni kalendarzowych przed planowaną datą wyłączenia.
- VI.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do EEP propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- nazwę elementu,
  - proponowany termin wyłączenia,
  - gotowość do załączenia rozumiana jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
  - typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
  - opis wykonywanych prac,
  - w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do EEP wyłączenie elementu sieci o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. EEP ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.
- Harmonogramy te dostarczane są do EEP w terminie co najmniej 20 dni kalendarzowych dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni kalendarzowych dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej EEP przed

planowanym wyłączeniem OSDp, EEP i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

- VI.6.6. EEP podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej EEP w terminie do 5 dni kalendarzowych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.
- VI.6.7. EEP jest odpowiedzialna za dokonanie uzgodnień z OSDp zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.
- VI.6.8. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

## VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadkach konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.
- VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
  - a) charakterystykę załączanego elementu sieci,
  - b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
  - c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
  - d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatów w poszczególnych fazach programu,
  - e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
  - f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
  - g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia służbom dyspozytorskim EEP w terminie co najmniej 20 dni kalendarzowych – dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni kalendarzowych – dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej EEP, przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.5. EEP może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni kalendarzowych przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.6. EEP zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez EEP uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez EEP uwag.
- VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV, służby dyspozytorskie EEP uzgadniają programy łączeniowe z OSDp.
- VI.7.8. Terminy wymienione w pkt. VI.7. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii.

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

- VI.8.1. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej JWCD i JWCK biorą udział w procesie dysponowania mocą, zgodnie z procedurami określonymi przez Operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- VI.8.2. EEP i OSDp uzgadniają, zgodnie z IRiESD OSDp, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych innych niż podane w pkt.VI.8.1, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.
- VI.8.3. EEP może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum, jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.
- VI.8.4. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania EEP informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- VI.8.5. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostek wytwórczych innych niż JWCD i JWCK, o ile taki obowiązek wynika z Instrukcji współpracy ruchowej zawartej pomiędzy wytwórcą a EEP, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę EEP.
- VI.8.6. EEP może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci EEP w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci. Uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, EEP w pierwszej kolejności ogranicza proporcjonalnie do mocy zainstalowanej pracę mikroinstalacji albo odłącza ją od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci EEP jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.

## VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO EEP

- VI.9.1. Odbiorcy grupy II przyłączeni do sieci EEP oraz odbiorcy wskazani przez EEP, sporządzają oraz przesyłają dane w zakresie i terminach określonych w pkt. II.5.
- VI.9.2. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej (z wyłączeniem mikroinstalacji) przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują, o ile taki obowiązek wynika z Instrukcji współpracy ruchowej zawartej pomiędzy wytwórcą a EEP, w formie ustalonej przez EEP następujące informacje:
- a) proponowany harmonogram remontów kapitałnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiem na poszczególne miesiące od stycznia do grudnia danego roku, zestawienie zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej z uwzględnieniem numeru urządzenia, wielkości zmiany, daty i przyczyny zmiany (jeśli takie zmiany mają miejsce), planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej w rozbiem na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,

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

## VI.10. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- VI.10.1. EEP identyfikuje ograniczenia systemowe w sieci dystrybucyjnej ze względu na spełnienie wymagań niezawodności pracy sieci i niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- VI.10.2. EEP identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
  - a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
  - b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
  - c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- VI.10.3. EEP przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci dystrybucyjnej OSDp, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- VI.10.4. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych EEP prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej.
- VI.10.5. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych EEP podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSDp.
- VI.10.6. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, EEP podejmuje działania szczegółowo uregulowane w rozdziale IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

## VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EEP

- VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej EEP w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
  - a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe



- od dopuszczalnych długotrwanie,
  - 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. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów określa EEP.  
W przypadku transformatorów 110 kV/SN warunki te określa się w porozumieniu z OSDp.
- VII.3. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej EEP pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po uprzednim wyrażeniu zgody na taką pracę przez EEP.
- VII.4. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych EEP powinny spełniać wymagania określone w „Wytycznych do budowy systemów elektroenergetycznych” o ile takie zostały określone przez EEP.
- VII.5. Każda stacja, w której występuje napięcie znamionowe 110 kV musi być wyposażona w baterię akumulatorów zapewniającą zasilanie potrzeb własnych.
- VII.6. Wymagany, minimalny czas zasilania potrzeb własnych z baterii akumulatorów dla powyższych stacji elektroenergetycznych ustala EEP.

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

### VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VIII.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:
- a) napięcia znamionowe,
  - b) częstotliwość znamionowa.
- VIII.1.2. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.
- VIII.1.3. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci (wyłączając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień  $\pm 10\%$  napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku  $\text{tg } \varphi$  nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV – w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.
- VIII.1.4. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:
- 1) Wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
    - a) 50 Hz  $\pm 1\%$  (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,

- b) 50 Hz + 4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
- 2) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła  $P_{lit}$  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 mniejszy lub równy 8% dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV.

Warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych podpunktach 1)-4), jest pobieranie przez odbiorcę mocy (w przypadku sieci o napięciu znamionowym 110 kV mocy czynnej) nie większej od mocy umownej, przy współczynniku  $\text{tg}\varphi$  nie większym niż 0,4.

## VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VIII.2.1. Ustalone 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 EEP 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.2.6. EEP w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

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

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

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

### VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.3.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć.

VIII.3.1.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła.

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

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

$\Delta U$  – 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 harmonicznego prądu.

VIII.3.1.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznego 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 (kilkę 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 harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym  $\leq 16$  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 harmonicznego, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznego, 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 harmonicznego, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznego, A
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,155
9	0,6
11	0,495
13	0,315

$15 \leq n \leq 39$	$0,225 \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,345 \frac{8}{n}$

**Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.**

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

\* $\lambda$  – współczynnik mocy obwodu

**Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.**

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

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

Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym 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 harmoniczej, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, wyrażony w % harmoniczej podstawowej prądu zasilającego, %
3	21,6
5	10,7
7	7,2

9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1
21	≤0,6
23	0,9
25	0,8
27	≤0,6
29	0,7
31	0,7
≥33	≤0,6

#### VIII.4 STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.4.1. EEP obsługuje użytkowników systemu na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich stron.

VIII.4.2. Ustalone 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 telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
  - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
  - a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
  - b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
  - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń

i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;

- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,
- 10) udzielanie bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

VIII.4.3. Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz pkt. II.4.7.



# **INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

CZĘŚĆ:

**BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE  
OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI**

## A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

### A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

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

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r., poz. 755 z późniejszymi zmianami), zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
- b) decyzji Prezesa URE DRE-4711-4(8)/2013/21804/ZJ z dnia 22 sierpnia 2013r. o wyznaczeniu Energia Euro Park Sp. z o.o. operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanego dalej „EEP”,
- c) koncesji Energia Euro Park Sp. z o.o. na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/310/21804/W/2/2013/AnSz z dnia 28 stycznia 2013 r.,
- d) taryfy dla energii elektrycznej Energia Euro Park Sp. z o.o.,
- e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. (zwanej dalej IRiESD OSDp) jako Operatora Systemu Dystrybucyjnego (zwanego dalej OSDp), do którego sieci jest przyłączona sieć dystrybucyjna EEP,
- f) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP”) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP”), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
- g) ustawy z dnia 20 lutego 2015r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020r., poz. 261 z późn. zmianami) zwaną dalej „Ustawą OZE”,
- h) umowy pomiędzy OSDn a OSDp zwanej dalej „umową międzyoperatorską” określającej warunki i zasady przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla potrzeb rozliczeń umów sprzedaży na rynku bilansującym,
- i) określone w opracowanych przez OSP Warunkach dotyczących bilansowania (zwanym dalej „WDB”), zatwierdzonych decyzją Prezesa URE,
- j) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL.

W przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji w sprawie odstąpienia na podstawie art. 62 albo 63 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci, nie stosuje się wymagań IRiESD sprzecznych z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

A.1.2. EEP jako OSDn realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) za pośrednictwem OSDp, z którego siecią dystrybucyjną jest połączony, a który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową. Zgodnie z postanowieniami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, EEP realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego jako OSDn, tj. operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową.

- A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110kV i posiadające obowiązujące umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej (umowy przesyłowe) z Operatorem Systemu Przesyłowego oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (umowy dystrybucji) z właściwym dla miejsca przyłączenia OSDp/OSDn, są objęte obszarem rozszerzonym Rynku Bilansującego (RB) i uczestniczą w Rynku Bilansującym na zasadach i warunkach określonych w „WDB”, opracowanej przez OSP, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).
- A.1.4. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej EEP nie objętej obszarem RB, i który posiada umowę dystrybucyjną albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD). Zasady obsługi uczestników rynku detalicznego przyłączonych do sieci EEP reguluje niniejsza IRiESD.

## A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

- A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej (umowa sprzedaży), umów o świadczenie usług dystrybucji oraz umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej EEP, a w szczególności:
- podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
  - zasady kodyfikacji podmiotów,
  - procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych i weryfikacji powiadomień,
  - zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
  - procedurę zmiany sprzedawcy,
  - zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
  - zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,
  - postępowanie reklamacyjne,
  - zasady realizacji obowiązków OSDn w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSDp,
  - zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
  - zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,
  - zasady sprzedaży rezerwowej,
  - zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,
  - zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.
- A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną EEP, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej.
- A.2.3. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:
- EEP,

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

### A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

- A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest PSE S.A., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa „WDB”.
- A.3.2. EEP w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa, umożliwia realizację:
  - a) umów sprzedaży energii elektrycznej, w tym umów sprzedaży rezerwowej – na podstawie GUD zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD,
  - b) umów kompleksowych, w tym rezerwowych umów kompleksowych - na podstawie GUD-K zawartej ze sprzedawcą, zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- A.3.3. EEP uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru sieci EEP, dla których EEP realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt. A.1.2.
- A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez jednego wskazanego URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.6., zaś przez URD<sub>w</sub>, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w pkt. A.4.3.3. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej i pobieranej z systemu, dla danego punktu poboru energii (PPE),

- dokonyje tylko jeden POB.
- A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.7. EEP zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej,
  - aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających rezerwowe umowy kompleksowe, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej.
- Sprzedawcy, o których mowa powyżej przekazują EEP, na zasadach określonych w umowach, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7, aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej skierowane do URD. Powyższa informacja przekazywana jest niezwłocznie przez Sprzedawców, jednak nie później niż w terminie 3 dni od dnia zaistnienia przedmiotowej zmiany.
- A.3.8. EEP zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwane dalej „Generalnymi Umowami Dystrybucji” lub GUD oraz „Generalnymi Umowy Dystrybucji dla usług kompleksowej” lub GUD-K),
  - informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
  - wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej i URB pełniących funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe,
  - informacje o zasadach i formie dokonywania zgłoszeń umów sprzedaży na obszarze działania OSDn.
- A.3.9. URD<sub>w</sub>, który:
- posiada wyłącznie odnawialne źródło energii o mocy zainstalowanej nie większej niż 1MW,
  - dokonyje zakupu energii na potrzeby własne wytwarzania od Sprzedawcy Macierzystego,
  - sprzedaje wyprodukowaną w tym źródle energię Sprzedawcy Macierzystemu, w zakresie bilansowania handlowego może być traktowany jako URDo, pod warunkiem oznaczenia tego faktu w umowie dystrybucji.
- A.3.10. Warunki i zakres współpracy PGE Dystrybucja S.A. (OSDp) z EEP (OSDn), określa umowa międzyoperatorska zawarta pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a EEP, o której mowa w pkt. A.1.1. oraz A.6. niniejszej instrukcji.
- A.3.11. Wytwórca w mikroinstalacji jest URDo zarówno w zakresie energii pobranej z sieci EEP jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci EEP, dla danego punktu poboru energii (PPE).
- A.3.12. Wytwórca inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.11. jest URDw zarówno w zakresie energii pobranej z sieci EEP jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci EEP, dla danego punktu poboru energii (PPE).

- A.3.13. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz EEP o:
- konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD, ,
  - przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę,
  - NIP/PESEL URD,
  - kodzie PPE,
- niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z tym URD.
- Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne.
- W przypadku, wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) powyżej, wynikających z rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej przez sprzedawcę z URD zastosowanie ma obowiązek, o którym mowa w pkt. D.2.7..
- A.3.14. EEP, po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSDp o konieczności zaprzestania przez EEP świadczenia usług dystrybucji na rzecz tego sprzedawcy, w następujących przypadkach:
- utrata POB przez sprzedawcę,
  - wstrzymanie realizacji lub rozwiązanie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7..
- A.3.15. EEP po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez EEP świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie informuje OSDp o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:
- Brak odpowiednich gwarancji dotyczących wiarygodności finansowej tego sprzedawcy lub POB wskazanego przez tego sprzedawcę, wynikających z umów dystrybucji zawartych przez EEP z tymi podmiotami,
  - wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy ze sprzedawcą, o której mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7.,
  - wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy o świadczenie usług dystrybucji z POB, o której mowa w pkt. A.4.3.5..

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

- A.4.1. EEP zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do EEP w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i odpowiednich umowach dystrybucji.
- A.4.2. URD<sub>w</sub>, URDo oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z EEP umowę dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z przepisami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz URD<sub>w</sub>, URDo lub sprzedawcy.

**A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne**

- A.4.3.1. EEP z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.6, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej, po:
- uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji – jeżeli jest taki wymóg prawny,
  - zawarcia przez URD umowy o świadczenie usług dystrybucji z EEP w przypadku zawarcia przez URDo lub URDw umowy sprzedaży energii elektrycznej,
  - zawarcia przez URD typu odbiorca (URDo) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą Generalną Umowę Dystrybucji z EEP,
  - wskazaniu przez URD typu wytwórcy (URDw) wybranego POB, posiadającego zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z EEP,
  - zawarcia przez URD typu odbiorca (URDo), będącego wytwórcą w mikroinstalacji innym niż prosument, umowy dystrybucji z EEP.
- A.4.3.2. EEP realizuje umowy kompleksowe zawarte przez URD z wybranym sprzedawcą, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.7.
- A.4.3.3. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a EEP, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:
- oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z EEP,
  - wskazanie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z EEP umożliwiającą sprzedaż rezerwową,
  - określenie, że POB dla URDo jest podmiot wskazany przez sprzedawcę w GUD, dla którego OSD realizuje umowę sprzedaży,
  - określenie POB i zasad jego zmiany - dotyczy URDw,
  - sposób i zasady rozliczeń z EEP z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URD typu wytwórcy (URDw).
- Oznaczenie sprzedawcy i wskazanie sprzedawcy rezerwowego, o których mowa w lit. a) i b), może być realizowane poprzez określenie tych sprzedawców w powiadomieniu EEP o zawartej umowie sprzedaży, które zostało przyjęte do realizacji zgodnie z IRiESD-Bilansowanie.
- W przypadku, gdy URD jest:
- jednocześnie przedsiębiorstwem energetycznym, dla którego sieci dystrybucyjnej został wyznaczony lub ustanowiony OSDn,
  - przedsiębiorstwem energetycznym albo Odbiorcą, do którego sieci przyłączony jest OSDn, o którym mowa w pkt. A.2.3 lit. c)
- w umowie o świadczenie usług dystrybucji należy zawrzeć dodatkowo algorytm wyznaczania energii w PPE dla tego URD z uwzględnieniem URDn, którzy objęci są umową, o której mowa w pkt. A.1.2.
- A.4.3.4. Umowa kompleksowa zawarta przez URD w zakresie zapisów dotyczących świadczenia usług dystrybucji, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7.
- A.4.3.5. Podmiot pełniący funkcje POB na obszarze działania EEP, powinien mieć zawartą generalną umowę dystrybucji (GUD) z PGE Dystrybucja S.A. (OSDp). Generalna umowa dystrybucji zawarta pomiędzy POB i OSDp powinna być zgodna z „WDB”. Generalna umowa dystrybucji zawierana przez OSDn z POB powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
- b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz POB, a także ich dane teleadresowe,
- f) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSDn,
- g) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
- h) wykaz sprzedawców i wytwórców, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego, z obszaru OSDn, którzy zawarli stosowne umowy POB,
- i) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD<sub>w</sub> lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu IRiESP,
- j) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu IRiESP,
- k) zasady przekazywania przez OSDn na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSDn, dla którego OSDp realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

A.4.3.6. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania EEP, zawiera z EEP jedną Generalną Umowę Dystrybucji (GUD), na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy. Generalna Umowa Dystrybucji (GUD) reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy podmiotem jako Sprzedawcą a EEP oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej EEP, którym ten Sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Podmiot ten może pełnić dodatkowo funkcję Sprzedawcy Rezerwowego po określeniu tego faktu w GUD i złożeniu przez tego sprzedawcę do EEP oferty sprzedaży rezerwowej.

GUD powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSDp,
- b) zasady zaprzestania lub ograniczenia świadczenia usług dystrybucji przez EEP z tym URD,
- c) osoby upoważnione do kontaktu z EEP oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
- d) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy EEP a Sprzedawcą,
- e) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania EEP o utracie wskazanego POB, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu „WDB”,
- f) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku



zaprzestania działalności przez POB tego Sprzedawcy.

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będących odbiorcami końcowymi, w tym prosumentami, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z EEP, jedną GUD-K na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. GUD-K określa warunki realizacji umów kompleksowych dla ww. URD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-K powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSDp,
- b) zasady zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez EEP,
- c) warunki świadczenia przez EEP usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
- d) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy EEP a sprzedawcą,
- e) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,
- f) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy EEP a sprzedawcą,
- g) osoby upoważnione do kontaktu z EEP oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
- h) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania EEP o utracie wskazanego POB, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu „WDB”,
- i) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB sprzedawcy,
- j) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.8. W celu realizacji obowiązków OSDn w zakresie współpracy z OSP, dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSDp. OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z OSDp umowę o współpracy międzyoperatorskiej. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz OSDp,
- b) zgodę OSDn na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez OSDp,
- c) oświadczenie OSDn o zawarciu umowy POB, który poprzez swoje MB będzie bilansował URD z obszaru działania OSDn - w przypadku gdy do realizacji umów sprzedaży zawartych przez URD z obszaru OSDn niezbędne jest uczestnictwo w centralnym mechanizmie bilansowania,
- d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z OSDp oraz OSDn, a także ich dane teleadresowe,
- f) zobowiązania stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD OSDp,
- g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
- h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSDn,
- i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych,
- j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

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

- A.5.1. EEP bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej i sieciach, na których zostali wyznaczeni OSDn, w oparciu o postanowienia umowy międzyoperatorskiej zawartej z OSDp i na zasadach określonych w IRiESD OSDp oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowieniach umów dystrybucyjnych.
- A.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym, EEP realizuje następujące zadania:
- a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB,
  - b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do właściwych MB poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
  - c) zarządza konfiguracją w zakresie dopuszczania poszczególnych URD i reprezentujących ich PPE do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje do OSDp specyfikację PPE dopuszczonych do świadczenia usługi,
  - d) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
  - e) przekazuje do OSDp ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych POB,
  - f) rozpatruje reklamacje POB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
  - g) pozyskuje dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii w poszczególnych PPE, w których przyłączone są urządzenia lub instalacje wykorzystywane do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje je do OSP,
  - h) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługę redukcji obciążenia odbiorców, w tym redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, dotyczących ilości dostaw energii w poszczególnych PPE,
  - i) przekazuje do OSDp dane niezbędne do konfigurowania Rynku Bilansującego oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
- A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, EEP realizuje następujące zadania:
- a) przyporządkowuje do POB określone MB służące do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSDp oraz umów dystrybucji lub umów kompleksowych,
  - b) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i GUD, o której mowa w pkt.

- A.4.3.6. i A.4.3.7.,
- c) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie GUD, o której mowa w pkt. A.4.3.6.,
  - d) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy kompleksowe, w tym rezerwowe umowy kompleksowe, na podstawie umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.7.,
  - e) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
  - f) przekazuje do OSDp dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
  - g) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.
- A.5.4. EEP nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSDp.
- A.5.5. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kody PPE mają następującą postać:  
*EEP\_BBBBB*  
gdzie:  
*BBBBB* - unikalna liczba nadana przez EEP
- A.5.6. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.
- A.5.7. Kod PPE jest nadawany przez EEP po zgłoszeniu gotowości przyłącza/installacji do przyłączenia do sieci EEP, a przed zawarciem przez URD umowy na postawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.
- A.5.8. Zasady nadawania kodów PPE:
- a) wszystkie punkty poboru energii otrzymują kod PPE,
  - b) kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania EEP, w którym następuje:
    - „pobór”, „wprowadzenie” lub „pobór i wprowadzanie” produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci EEP przez URD (odbiorcę lub wytwórcę), oraz
    - pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczanie na potrzeby rozliczeń.
  - c) likwidacja kodu PPE następuje tylko w przypadku fizycznej likwidacji przyłącza lub przyłączonego obiektu. Likwidacja kodu PPE oznacza zmianę fizycznego statusu PPE na „odłączony”,
  - d) zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu (np. nazwy ulicy), nadanie adresu dla punktu identyfikowanego np. nr działki, zmiana parametrów technicznych PPE (np. zmiana mocy przyłączeniowej), itp. nie powodują zmiany kodu PPE,
  - e) zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) nie powodują zmiany kodu PPE,
  - f) dla punktu w sieci, w którym występuje pobór i wprowadzenie, nadaje

się jeden kod PPE.

- A.5.9. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:
- jeżeli w układzie pomiarowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (rezerwowy, kontrolny) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
  - jeżeli w skład układu pomiarowego wchodzi liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
  - w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka punktów poboru energii, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,
  - kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

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

- A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSDn z OSDp w zakresie bilansowania systemu, jest zawarcie umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.8..  
W ramach bilansowania systemu, OSDp przekazuje dane pomiarowe z obszaru OSDn do OSP dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym.  
OSDn jest odpowiedzialny za poprawność pozyskanych danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD objętych Umową, o której mowa w pkt. A.4.3.8. oraz za prawidłowe przyporządkowanie URD, przyłączonych do sieci OSDn, do odpowiednich sprzedawców i POB.
- A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych, OSDn musi posiadać na dzień rozpoczęcia realizacji umowy, o której mowa w pkt. A.6.1., układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z OSDp, dostosowane do wymagań rozporządzenia „systemowego” oraz IRiESD OSDp.
- A.6.3. Warunkiem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych do OSP jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:
- o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawartej pomiędzy OSDp a OSP,
  - o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp a OSDn,
  - sprzedaży energii elektrycznej, zawartej pomiędzy URD a Sprzedawcą,
  - Generalnej umowy Dystrybucji (GUD) zawartej pomiędzy OSDn a sprzedawcą energii elektrycznej do URD z obszaru OSDn,
  - o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp a podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (POB), którego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URD przyłączonych do sieci OSDn.
- A.6.4. W celu umożliwienia OSDp przekazywania danych pomiarowych do OSP, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:
- pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD z obszaru OSDn zgodnie z „WDB”,
  - dostarczania do OSDp danych pomiarowych, o których mowa w ppkt. a), stanowiących rzeczywistą ilość energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-

rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w miejscach dostarczenia URD typu odbiorca, w podziale na sprzedawców, zagregowane na MB oraz oddzielnie w miejscach dostarczenia URD typu wytwórca,

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

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

- a) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego przez Sprzedawcę wybranego przez URDo z obszaru OSDn,
- b) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URD<sub>w</sub> z obszaru OSDn.

OSDn przekazuje OSDp informacje o wskazanych POB, o których mowa powyżej.

A.6.6. Wyznaczanie i przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD z obszaru OSDn do OSDp oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD OSDp.

A.6.7. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POB lub zaprzestanie niezależnie od przyczyn bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD typu wytwórca w obszarze sieci OSDn przez POB, skutkować będzie zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB tego POB. Tym samym dane pomiarowe URD z obszaru OSDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej OSDn, chyba że zostanie wskazany inny POB w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB (zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD).

A.6.8. Zaprzestanie przez Sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URD z obszaru OSDn, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego Sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URD z obszaru OSDn będą powiększać zużycie energii elektrycznej OSDn.

## A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ DLA URD, KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY KOMPLEKSOWE

A.7.1. W umowie kompleksowej ze sprzedawcą, URD:

- 1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z listy sprzedawców, o której mowa w pkt. A.3.7. lit. b), innego niż sprzedawca,
- 2) upoważnia EEP do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę – rezerwowej umowy kompleksowej

ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy kompleksowej - nie dotyczy przypadku, gdy wykaz o którym mowa w pkt. A.3.7. lit. b) obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Mając na uwadze zapisy ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem, powinno zawierać dodatkowo:

- a) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
- b) upoważnienie dla EEP do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2.1. sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego. Oświadczenie to jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę upoważnieniem, o którym mowa w ppkt 2 powyżej udzielonym przez tego URD dla EEP spełniającym wymogi, o których mowa powyżej.

Sprzedawca na każde uzasadnione żądanie EEP, jest zobowiązany do przekazania EEP oświadczenia o zawarciu w treści umowy kompleksowej upoważnienia dla EEP do zawarcia - w imieniu i na rzecz URD - rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym przez tego URD sprzedawcą rezerwowym, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania. Sprzedawca, który nie dysponuje upoważnieniem, o którym mowa w ppkt 2 powyżej nie może dokonać powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2.1.. Wzór treści upoważnienia, o którym mowa w ppkt 2 powyżej, określa EEP i zamieszcza na swojej stronie internetowej.

A.7.2. EEP, z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. A.7.3, zawiera rezerwową umowę kompleksową w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:

- 1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
  - a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. A.3.13.,
  - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt. A.3.14.,
- 2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą;  
– jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

Zawarcie rezerwowej umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez EEP sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty. Oświadczenie powinno być złożone w terminie:

- i. w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1) – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej;
- ii. w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) – nie później niż w dniu

poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania rezerwowej umowy kompleksowej, a w sytuacji, gdy OSD dowie się o zaistnieniu przypadku, o którym mowa w ppkt 2) nie wcześniej niż na 5 dni przed zaistnieniem przesłanki do zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej, oświadczenie o przyjęciu oferty powinno być złożone w terminie nie później niż 3 dni robocze od uzyskania przez OSD informacji o zaistnieniu takiego przypadku.

- A.7.3. EEP nie zawrze rezerwowej umowy kompleksowej w sytuacji:
- 1) Wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z pkt. D.2.7.),
  - 2) wyprowadzenia URD z PPE.
- A.7.4. Sprzedawca, który zawarł z EEP umowę, o której mowa w pkt. A.4.3.7., która umożliwia zawieranie rezerwowych umów kompleksowych na obszarze EEP, w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa tym samym EEP ofertę zawarcia rezerwowych umów kompleksowych. Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.7..
- A.7.5. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy kompleksowej, a:
- 1) w umowie kompleksowej zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowo lub umowa ta nie zawiera upoważnienia EEP do zawarcia w imieniu i na rzecz URD rezerwowej umowy kompleksowej; albo
  - 2) sprzedawca rezerwowo wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej.
- EEP, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.
- Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez EEP sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty.
- Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę albo rezerwowej umowy kompleksowej przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży rezerwowej przez takiego sprzedawcę.
- Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne.
- Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia EEP oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7. i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.
- Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.7.
- A.7.6. EEP w terminie 5 dni kalendarzowych:
- 1) od złożenia sprzedawcy przez EEP oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.7.2., wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych

teleadresowych oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego warunków rezerwowej umowy kompleksowej, w tym ceny, albo

- 2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez EEP oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.7.5. wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych.

A.7.7. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić EEP o zakończeniu rezerwowej umowy kompleksowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.7.5., zgodnie z pkt. D.2.7.

A.7.8. EEP udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt. C.1.13..

A.7.9. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy kompleksowej i nie zgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne, EEP zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.10. W przypadku, gdy rezerwowa umowa kompleksowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a EEP nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2., EEP zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.11. EEP zaprzestaje realizacji umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.7.5. albo rezerwowej umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.7.2., z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

## A.8. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI

A.8.1. W umowie o świadczenie usługi dystrybucji, URD:

- 1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z listy sprzedawców, o której mowa w pkt. A.3.7. lit. a), innego niż sprzedawca podstawowy,
- 2) upoważnia EEP do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym,

Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy sprzedaży - nie dotyczy przypadku, gdy wykaz, o którym mowa w pkt. A.3.7. lit. a) obejmuje tylko jednego sprzedawcę. Mając na uwadze zapisy ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem, powinno zawierać dodatkowo:

- a) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
- b) upoważnienie dla EEP do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia umowy sprzedaży rezerwowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej zawartej na odległość lub poza lokalem



przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.1., sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego.

EEP na każde uzasadnione żądanie sprzedawcy rezerwowego, jest zobowiązana do przekazania temu sprzedawcy oświadczenia o zawarciu w treści umowy o świadczenie usług dystrybucji upoważnienia dla EEP do zawarcia - w imieniu i na rzecz URD – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez tego URD sprzedawcą rezerwowym, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

A.8.2. EEP, z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. A.8.3, zawiera umowę sprzedaży rezerwowej w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:

- 1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
  - a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. A.3.13.,
  - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt. A.3.14.,
- 2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą;  
– jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez EEP sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty. Oświadczenie powinno być złożone w terminie:

- i. w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1) – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej;
- ii. w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej, a w sytuacji, gdy OSD dowie się o zaistnieniu przypadku, o którym mowa w ppkt 2) nie wcześniej niż na 5 dni przed zaistnieniem przesłanki do zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, oświadczenie o przyjęciu oferty powinno być złożone w terminie nie później niż 3 dni robocze od uzyskania przez OSD informacji o zaistnieniu takiego przypadku.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.6.

A.8.3. EEP nie zawrze umowy sprzedaży rezerwowej w sytuacji:

- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.7.),
- 2) wyprowadzenia URD z PPE.

A.8.4. Sprzedawca, który zawarł z EEP umowę, o której mowa w pkt. A.4.3.6., która umożliwia zawieranie umów sprzedaży rezerwowej na obszarze EEP, w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa tym samym EEP ofertę zawarcia umów sprzedaży rezerwowej.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.6.

A.8.5. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy sprzedaży, a:

- 1) w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia EEP do zawarcia w imieniu i na rzecz URD umowy sprzedaży rezerwowej; albo;
- 2) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej;

- EEP, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez EEP sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty.

Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy dystrybucyjnej w zakresie warunków świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę albo umowy sprzedaży rezerwowej przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży rezerwowej przez takiego sprzedawcę.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne.

W przypadku zawarcia umowy kompleksowej stosuje się pkt. B.8..

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia EEP oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7. i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.7..

A.8.6. EEP w terminie 5 dni kalendarzowych:

- 1) od złożenia sprzedawcy przez EEP oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.8.2., wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków umowy sprzedaży rezerwowej, w tym ceny, albo
- 2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez EEP oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.8.5. wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych.

A.8.7. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić EEP o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.8.5., zgodnie z pkt. D.2.7.

A.8.8. EEP udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt. C.1.13..

A.8.9. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży i nie zgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne, EEP zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.8.10. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej lub umowa kompleksowa,

o której mowa w pkt. A.8.5., przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a EEP nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2., EEP zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

- A.8.11. EEP zaprzestaje realizacji umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.8.5. albo umowy sprzedaży rezerwowej, o której mowa w pkt. A.8.2., z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRIESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

## A.9. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

### A.9.1. Certyfikacja ORed

- A.9.1.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych poniżej. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRIESP.
- A.9.1.2. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.
- A.9.1.3. ORed to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających kryteria:
- 1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci;
  - 2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:
    - a) spełniające wymagania techniczne określone w IRIESD odpowiednio OSDp lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
    - b) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie do OSDp w trybie dobowym poprzez system wskazany przez OSDp oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE.
- A.9.1.4. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.  
Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDn.
- A.9.1.5. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:
- 1) OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDp;
  - 2) OSDp we współpracy z OSDn - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp

i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp;

OSDp wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDp otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

- 3) OSDn we współpracy z OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp;

Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt A.9.1.17. wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (dalej „system IP DSR”) i nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn przekazuje do OSDp również oświadczenia Odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez OSDn i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt A.9.1.3.

OSDn wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDn otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wystawia jeden z tych OSDn, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

Jeśli ORed jest zlokalizowany na obszarze sieci OSDn połączonego przynajmniej z dwoma OSDp, Certyfikat dla ORed rejestruje, we współpracy z pozostałymi OSDp, ten OSDp, do którego OSDn przekaże wystawiony przez siebie Certyfikat dla ORed.

A.9.1.6. Procesem certyfikacji, przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

- 1) Objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów określającym szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, wydanym na podstawie art. 11 ustawy Prawo energetyczne.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

- a) w trybie podstawowym, tj. w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub
- b) w trybie dodatkowym, na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego;
- 2) Mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego

- upoważnionego).
- A.9.1.7. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt. A.9.1.6. ppkt. 1) lit. a) dokonywana jest na poniższych zasadach.
- OSD jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w następujących terminach:
- 1) W terminie 4 miesiące od daty wejścia w życie zmian IRIESP wprowadzających certyfikację ORed w trybie podstawowym - dotyczy przypadku certyfikacji obejmującej wszystkie ORed, jako procesu dokonywanego po raz pierwszy;
  - 2) W terminie 30 dni od dnia, od którego:
    - a) Odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.9.1.6 ppkt 1), lub
    - b) odpowiednio OSDp albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym),- dotyczy przypadku certyfikacji, obejmującej pojedyncze ORed, dokonywanej po upływie terminu wskazanego w pkt 1).  
Certyfikacji, zgodnie z pkt 2), poddawane są wyłącznie ORed tych odbiorców, dla których to ORed nie został wydany uprzednio Certyfikat dla ORed.
- A.9.1.7.1. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt. A.9.1.3.
- A.9.1.7.2. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.9.1.7.1., jest pozytywny, wówczas odpowiednio OSDp albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSDp albo OSDn informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.
- A.9.1.7.3. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.9.1.3. pkt 2) nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.
- A.9.1.7.4. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.9.1.6. pkt 1).
- A.9.1.8. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.9.1.6. pkt 1) i 2) dokonywana jest na poniższych zasadach.
- A.9.1.8.1. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wnioski o wydanie Certyfikatu dla ORed do:
- 1) OSDp – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp;
  - 2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.
- Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDp lub kilku OSDn, wnioski o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie jednego OSDp lub OSDn.
- A.9.1.8.2. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:
- 1) Dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail

- na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed);
- 2) Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
  - 3) Dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
  - 4) Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt A.9.1.3.;
  - 5) Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej;
  - 6) Oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
    - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
    - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
    - c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
    - d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),
    - e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
    - f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
    - g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
    - h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),
    - i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany;
  - 7) Pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).  
Odbiorca w ORed przyłączony do sieci OSDp lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSDp wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie

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

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

- A.9.1.8.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację:
- 1) Kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
  - 2) Poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
  - 3) Kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
  - 4) Spełniania kryteriów, o których mowa w pkt. A.9.1.3.
- A.9.1.8.4. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.9.1.8.3. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSDp albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.  
Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.9.1.3 pkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.
- A.9.1.8.5. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.9.1.8.3., jest pozytywny, wówczas OSDp albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.
- A.9.1.8.6. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn, w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. A.9.1.8.3. i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt. A.9.1.5 ppkt. 3) do upoważnionego OSDp.  
OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do OSDp wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.9.1.5 ppkt. 3). Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.  
Na każde żądanie OSDp, OSDn dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.9.1.5. ppkt. 3), albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.  
OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt. A.9.1.3.
- A.9.1.8.7. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio OSDp albo OSDn.  
W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do OSDp celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia przed ww. terminem wydania certyfikatu.
- A.9.1.9. Certyfikat dla ORed zawiera:
- 1) Numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. A.9.1.5. ppkt. 3) zdanie drugie;

- 2) Lokalizację siecią ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej OSDp;
- 3) Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt. A.9.1.13. zdanie trzecie;
- 4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSDp (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego odpowiednio OSDp i OSDn zlokalizowany jest dany PPE);
- 5) Datę od której obowiązuje Certyfikat dla ORed;
- 6) Podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
- 7) Typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez Odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt A.9.1.12. ppkt 3) lit.a);
- 8) Informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

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

A.9.1.10. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.9.1.7.1. i A.9.1.8.3., OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu. Certyfikat dla ORed obowiązuje od daty następującej po dniu rejestracji certyfikatu w systemie IP DSR.

A.9.1.11. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.

A.9.1.12. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny”. W celu uzyskania statusu „ORed aktywny”, wymagane jest dostarczenie do OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

- 1) Zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
  - a) OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
  - b) OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
  - c) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
- 2) Zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.
- 3) Oświadczenia:
  - a) wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną



z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej,

- b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
- c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
- d) wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
- e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany. W przypadku ORed przyłączonego do sieci OSDn, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do tego OSDn. Następnie OSDn informuje OSDp o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed. Na każde żądanie OSDp, OSDn dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, zgody i oświadczenia Odbiorcy w ORed określone w niniejszym punkcie.

A.9.1.13. Zgody, o których mowa w pkt. A.9.1.12. ppkt 1) i 2) są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód. W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt A.9.1.12., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt A.9.1.12. ppkt 2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny” na „ORed aktywny” następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt A.9.1.12.

A.9.1.14. OSP publikuje na swojej stronie internetowej informację o posiadaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji Certyfikatu dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że Odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację.

A.9.1.15. Odpowiednio OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) Gdy OSDp albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.9.1.3.; OSDn przekazuje informację w tym zakresie do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR.
- 2) Wstrzymania świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej Odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Odpowiednio OSDp albo OSDn informuje Odbiorcę w ORed, o wygaszeniu

Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSDp w systemie IP DSR.

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny” wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowych dla ORed przez OSDp do OSP.

- A.9.1.16. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny”), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed składa wnioski do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt A.9.1.3. odpowiednio OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

Operator systemu, który wydał Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu odnośnie odbiorców przyłączonych do jego sieci, ma prawo dokonania aktualizacji Certyfikatu dla ORed. W przypadku aktualizacji dokonanej przez OSDn, operator ten przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do właściwego OSDp celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR. Wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed rozpatrywany jest na zasadach analogicznych jak w procesie certyfikacji w trybie dodatkowym.

Aktualizacja Certyfikatu dla ORed powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

- A.9.1.17. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt A.9.1.12. i A.9.1.14., określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.
- A.9.1.18. OSDp i OSDn, na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt. A.9.1.12. i A.9.1.14.

## **A.9.2. Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed**

- A.9.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.
- A.9.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.
- A.9.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP:

- 1) dla Programu Gwarantowanego i Programu Bieżącego, informacji:
  - a) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
  - b) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę.

OSDp po otrzymaniu informacji od OSP, dokonuje (w dobie  $n+4$ ) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDp przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. A.9.2.7. – A.9.2.9..

OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt. A.9.2.5..

- 2) dla Programu Bieżącego Uproszczonego, informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w wyniku wezwania do redukcji w ramach tej usługi.

OSDp, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie  $n+4$ ) zasilenia, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia, OSDp przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt A.9.2.8. – A.9.2.10.

OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt. A.9.2.5.

A.9.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, OSDp przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.9.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp.

A.9.2.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, zobowiązany jest do przekazywania do OSDp godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:

- 1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt. A.9.2.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSDp,
- 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby  $n$ ), o którym mowa w pkt. A.9.2.7., w terminie do doby  $n+2$ ,
- 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca  $m$ ), o którym mowa w pkt. A.9.2.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca  $m+1$ ,
- 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt. A.9.2.9., za miesiąc  $m$ , w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca  $m+2$  lub  $m+4$ .

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

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych

pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.8.

- A.9.2.6. OSDp przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.
- A.9.2.7. Dane godzinowe dla doby  $n$  są przekazywane przez OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby  $n+1$  do doby  $n+4$ .
- A.9.2.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca  $m$ , OSDp dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDp i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym  $m+1$ . Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do OSDp zgodnie z pkt. A.9.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp do OSP za miesiąc  $m$  od 1 do 5 dnia miesiąca  $m+1$ . W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca  $m+1$  poprzez wysłanie zapytania do OSDp o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym  $m+1$ , OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt. A.9.2.7.

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

- A.9.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDp do OSP danych pomiarowych. Okresem korygowania jest miesiąc  $m+2$  i  $m+4$  (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc  $m$  od 1 do 5 dnia miesiąca  $m+2$  i  $m+4$ . W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca  $m+2$  i  $m+4$  poprzez wysłanie do OSDp zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSDp przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego. Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z IRiESP.
- A.9.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

## B ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

- B.1. Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwana dalej umową dystrybucji) zawierana jest na wniosek URDo lub podmiotu przyłączonego do sieci EEP. Wzór wniosku jest przygotowywany przez EEP i opublikowany na stronie internetowej EEP.

- B.2. Dla URD<sub>o</sub> posiadającego umowę kompleksową chcącego zawrzeć umowę o świadczenie usług dystrybucji, dopuszcza się zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz tego URD<sub>o</sub> wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt D.2.1., oświadczenia obejmującego zgodę URD<sub>o</sub> na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z EEP, na warunkach wynikających z:
- wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej EEP,
  - taryfy EEP oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej EEP,
  - dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile postanowienia umowy kompleksowej w tym zakresie nie są sprzeczne z taryfą EEP.

Zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy URD<sub>o</sub> i EEP następuje, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, z dniem rozpoczęcia realizacji umowy sprzedaży zgłoszonej zgodnie z pkt. D.2.1. IRiESD. W terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej zawarcia, EEP wysyła do URD<sub>o</sub> potwierdzenie treści zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji.

- B.3. W przypadku URD<sub>w</sub>, umowa dystrybucji jest zawierana na wniosek, złożony na wzorze, o którym mowa w pkt. B.1. po wskazaniu POB przez URD<sub>w</sub>.

Wskazanie POB następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.

- B.4. EEP w terminie:

- do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD<sub>o</sub> zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej,
- do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD<sub>o</sub> innych niż w lit. a)

wysyła umowę dystrybucji w formie papierowej na adres wskazany przez URD<sub>o</sub> we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji,

Podpisana jednostronnie przez URD<sub>o</sub> umowa o świadczenie usług dystrybucji, w treści wysłanej przez EEP i uzgodnionej przez EEP i URD<sub>o</sub>, powinna być dostarczona do EEP nie później niż do dnia otrzymania przez EEP powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.1., z zastrzeżeniem pkt B.2.

- B.5. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę, po wypełnieniu procedury, o której mowa w rozdziale D lub w dniu rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.

- B.6. W przypadku zawarcia przez URD<sub>o</sub> z EEP umowy o świadczenie usług dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez EEP.

- B.7. W przypadku zawarcia przez URD<sub>o</sub> z wybranym sprzedawcą umowy kompleksowej, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z IRiESD- Bilansowanie, umowa ta w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji zastępuje dotychczasową umowę o świadczenie usług dystrybucji zawartą z EEP, której stroną był ten URD<sub>o</sub>. Dotychczasowa umowa o świadczenie usług dystrybucji ulega z tym dniem rozwiązaniu.

- B.8. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej, określa rozdział D.

- B.9. W przypadku rozdzielenia przez URD<sub>o</sub> umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej na oddzielne umowy: umowę sprzedaży i umowę dystrybucji, zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt. B.2. – B.8..
- B.10. W przypadku URD<sub>o</sub> przyłączanych do sieci dystrybucyjnej EEP lub zmiany URD<sub>o</sub> dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej EEP, zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt. B.2. – B.9..
- B.11. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie tylko jednej umowy tj. umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.
- B.12. Świadczenie usług dystrybucji dla URD<sub>w</sub> w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci EEP, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z EEP. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z URD<sub>w</sub> jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt. B.1., po wskazaniu POB przez URD<sub>w</sub>.  
Wskazanie POB następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.
- B.13. Umowa o świadczenie usług dystrybucji, w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci EEP, z URD<sub>o</sub> wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, z wyłączeniem prosumentów, jest zawierana po uprzednim zgłoszeniu mikroinstalacji lub realizacji umowy przyłączeniowej.

## C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

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

- C.1.1. EEP na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w rozumieniu „WDB”.  
EEP może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.
- C.1.2. Administrowanie przez EEP danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym oraz usług dystrybucyjnych i obejmuje następujące zadania:
- 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 w sieci dystrybucyjnej EEP,
  - wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
  - udostępnianie OSDp, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
  - rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w pkt. d), dotyczących nieudostępnionych danych pomiarowych lub przyporządkowanych tym podmiotom ilości dostarczanej energii elektrycznej

- i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.
- C.1.3. EEP pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). EEP pozyskuje te dane w postaci:
- a) profilu energii lub mocy zarejestrowanego przez liczniki zainstalowane w układach pomiarowo-rozliczeniowych, umożliwiającego wyznaczenie pobrania/oddania energii przez URD z/do sieci w każdej godzinie doby, w podziale na PPE,
  - b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.
- Dane pomiarowe są pozyskiwane z dokładnością, wynikająca z własności urządzeń pomiarowych i LSPR.
- Dane pomiarowe, o których mowa:
- 1) w powyższym pkt. a) EEP pozyskuje w zależności od technicznych możliwości ich pozyskania, jednak nie rzadziej niż 1 raz w miesiącu w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych ze zdalną transmisją danych pomiarowych oraz nie rzadziej niż 1 raz w okresie rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie posiadających zdalnej transmisji danych pomiarowych,
  - 2) w powyższym pkt. b) EEP pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy EEP a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez EEP harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.
- C.1.4. Ilości energii elektrycznej dla MDD i MB zdefiniowanych na obszarze EEP wyznaczone są w następujących cyklach:
- a) podstawowym – podczas, którego od  $n+1$  do  $n+4$  Doby handlowej, EEP wyznacza ilości energii elektrycznej dla  $n$ -tej Doby handlowej; wyznaczone ilości energii elektrycznej zgłaszane są do OSDp i stanowią podstawę do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
  - b) korygującym – odpowiadającym cyklowi korekt na Rynku Bilansującym, podczas którego EEP koryguje wyznaczone wcześniej ilości energii elektrycznej. Wyznaczone ilości energii elektrycznej zgłaszane są do OSDp i stanowią podstawę do rozliczeń korygujących na Rynku Bilansującym.
- C.1.5. EEP wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.2.c) i C.1.2.d), w podziale na energię pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.
- C.1.6. EEP wyznacza ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.5., wynikające z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:
- a) uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych lub,
  - b) danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w niniejszej IRIESD, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych lub braku układu transmisji danych lub,
  - c) danych szacunkowych w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania danych rzeczywistych lub,
- C.1.7. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej

kolejności wykorzystywane są, jeżeli są zainstalowane, rezerwowe układy pomiarowo- rozliczeniowe.

C.1.8. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub braku możliwości pozyskania przez EEP wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD lub danych pomiarowych URD, ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się, na podstawie:

- 1) dla danych o których mowa w pkt. C.1.3 a):
  - a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
  - b) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię lub tygodnia następującego po usunięciu awarii z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej.
- 2) dla danych o których mowa w pkt. C.1.3 b):
  - a) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD, zweryfikowanego i przyjętego przez EEP, lub
  - b) ostatniego posiadanego przez EEP odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, przeliczonego na podstawie średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który EEP posiada odczytane wskazania.

Rzeczywiste dane pomiarowe EEP udostępnia niezwłocznie po ich uzyskaniu.

C.1.9. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, EEP w procesie udostępniania danych pomiarowych wykorzystuje dane wyznaczone zgodnie z IRiESD.

C.1.10. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez EEP dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji na zasadach i w terminach określonych w niniejszej IRiESD.

Sposób udostępniania danych pomiarowych sprzedawcom określają umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.

C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, EEP wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w IRiESD OSDp.

EPP udostępnia dane z dokładnością do 1 kWh, dokonując zaokrągleń zgodnie z ogólnie obowiązującymi zasadami.

C.1.12. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego EEP udostępnia następujące dane pomiarowe:

- a) Sprzedawcom:
  - o zużyciu energii elektrycznej odbiorców w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych oraz w każdym przypadku wpływającym na rozliczenie usługi dystrybucji pomiędzy sprzedawcą a URD, w szczególności w przypadku zmiany taryfy EEP, zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego opłat dystrybucyjnych w danym okresie rozliczeniowym,
  - oddzielnie w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników



energii elektrycznej dane o ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez URD będącego prosumentem.

Sprzedawcy udostępniane są dane pomiarowe URD objętych realizowaną w danym okresie umową GUD lub GUD-K.

b) URD:

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

zachowując zgodność przekazywanych ww. podmiotom danych.

C.1.13. EEP udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe, o których mowa w pkt. C.1.12.a). Sposób udostępniania danych pomiarowych sprzedawcom określają umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.

C.1.14. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:

1) Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:

a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,

b) korekty danych składowych,

c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych, i zgłaszane są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym.

2) URD, korygowane są w przypadku:

a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,

b) korekty danych składowych,

c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

W przypadku korekty danych pomiarowych, EEP przekazuje sprzedawcy skorygowane dane.

EEP dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.

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

C.1.16. Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy EEP, a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE.

C.1.17. EEP w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

EEP w terminie 14 dni od dnia zakończenia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę oraz dane dotyczące ilości zużytej energii elektrycznej URD w okresie od zakończenia ostatniego okresu rozliczeniowego do dnia zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

C.1.18. EEP wraz z fakturą za świadczone usługi dystrybucji przedstawia URD informacje o:

1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;

2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela

OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;

- 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo - rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

C.1.19. EEP po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucji URD, przedstawia sprzedawcy świadczącemu usługę kompleksową informacje o:

- 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;
- 2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;
- 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo- rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

## C.2. SZCZEGÓŁOWY ALGORYTM WYZNACZANIA DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO - ROZLICZENIOWYCH

C.2.1. EEP (OSDn) nie jest bezpośrednim uczestnikiem rynku bilansującego, a proces przekazywania danych pomiarowych dla celów bilansowania odbywa się za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A. (OSDp) na zasadach określonych w umowie międzyoperatorskiej zawartej z OSDp.

C.2.2. EEP jest odpowiedzialny za poprawność pozyskanych danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD objętych Umową, o której mowa w pkt. A.4.3.8. oraz za prawidłowe przyporządkowanie URD, przyłączonych do sieci EEP, do odpowiednich sprzedawców i POB.

C.2.3. Szczegółowe zasady współpracy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku określa IRiESD OSDp.

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

### D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

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

D.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania Operatora

Systemu Dystrybucyjnego, są Generalne Umowy Dystrybucji GUD lub GUD-K, zawarte przez sprzedawcę z EEP.

- D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe URDo chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia IRiESD na dzień złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., z uwzględnieniem możliwości uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt. D.3.7. i D.3.8..

Układy pomiarowo-rozliczeniowe stanowiące własność EEP dostosowywane są do wymagań wskazanych w IRiESD nie później niż na dzień zmiany sprzedawcy. Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych URDo do wymagań określonych w IRiESD i rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego nie dotyczy rozdzielenia umowy kompleksowej.

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

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

- 1) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URDo na dzień zmiany sprzedawcy i przekazanego do EEP najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez EEP,
- 2) ostatniego posiadanego odczytu, jednak nie starszego niż 6 miesięcy, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który EEP posiada odczytane wskazania, w przypadku braku możliwości dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1 lub jego negatywnej weryfikacji przez OSD.

- D.1.5. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.

- D.1.6. Na dzień zmiany sprzedawcy URDo bezwzględnie musi mieć zawartą z EEP umowę o świadczenie usług dystrybucji. Powyższe nie dotyczy przypadku zmiany sprzedawcy w oparciu o umowę kompleksową. Umowa kompleksowa dotyczy wyłącznie URDo w gospodarstwach domowych.

- D.1.7. URDo może zawrzeć dla jednego PPE dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URDo wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1.. Rzeczywista ilość energii w PPE URDo, będzie wykazywana w MB POB wskazanego w Generalnej Umowie Dystrybucji przez tego sprzedawcę, zgodnie z pkt. C.1.4.

- D.1.8. URD może mieć w danym okresie dla jednego PPE obowiązującą i realizowaną

- tylko jedną umowę regulującą zasady świadczenia usług dystrybucji.
- D.1.9. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej.
- D.1.10. Proces zmiany sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu 21 dni kalendarzowych licząc od momentu otrzymania przez EEP powiadomień, o których mowa w pkt D.2.1..

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

- D.2.1. Nowy Sprzedawca w imieniu własnym oraz URD powiadamia EEP o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie późniejszym niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia. Powiadomienie jest zgłaszane EEP w formie papierowej, a z chwilą wdrożenia za pomocą dedykowanego oprogramowania lub systemu wymiany informacji. W przypadku zawarcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z konsumentem, powiadomienia należy dokonać po bezskutecznym upływie terminu na odstąpienie od umowy przewidzianego w art. 27 ustawy z dnia 30 maja 2014r. o prawach konsumenta (Dz. U. z 2019 r., poz. 134 z późniejszymi zmianami), o ile konsument nie złożył żądania wcześniejszego rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przed upływem terminu 14 dni na odstąpienie od umowy.
- D.2.2. Zawartość formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. określa Załącznik nr 3 do IRiESD. Wzór formularza powiadomienia stosowany przez EEP zamieszczony jest na stronie internetowej pod adresem [www.eepark.pl](http://www.eepark.pl). Do powiadomienia należy dołączyć dokumenty zgodnie z wykazem zawartym w formularzu powiadomienia.
- D.2.3. Powiadomienie o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej winno być dokonane na co najmniej 21-dni kalendarzowych przed planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży w ramach nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej EEP lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej EEP:
- Powiadomienie winno być złożone wraz z wnioskiem o zawarcie umowy dystrybucji, w sytuacji, gdy nie jest to umowa kompleksowa.
  - Planowany termin wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wskazany w powiadomieniu jest weryfikowany przez EEP. EEP poinformuje Sprzedawcę o dacie uruchomienia dostaw, która może być inna niż wskazana w powiadomieniu.
- D.2.4. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD do dokonania powiadomienia EEP, o którym mowa w pkt. D.2.1., w imieniu URD.
- D.2.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej są zobowiązane do informowania EEP o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w formularzu, o którym mowa w pkt. D.2.2. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu określonym

- przez EEP z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem lub niezwłocznie po uzyskaniu dokumentów potwierdzających aktualizację danych.
- D.2.6. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej są zobowiązane do powiadomienia EEP, nie później niż na 14 dni kalendarzowych przed upływem terminu obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z URDo na czas określony, o zawarciu przez Sprzedawcę nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z tym URDo lub przedłużenia obowiązywania dotychczasowej umowy w drodze aneksu. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu, którego zakres określa Załącznik nr 3 do IRiESD.
- D.2.7. Sprzedawca nie później niż na 21 oraz nie wcześniej niż na 90 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje EEP o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub rezerwowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej lub rezerwowej umowy kompleksowej.
- D.2.8. W przypadku niedotrzymania przez sprzedawcę terminu, o którym mowa w pkt. D.2.6. lub D.2.7., EEP będzie realizowała dotychczasową umowę sprzedaży lub rezerwową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową lub rezerwowa umowę kompleksową do 21 dnia od uzyskania tej informacji przez EEP od sprzedawcy, chyba że w terminie wcześniejszym zostanie dokonane zgłoszenie nowych warunków umowy zgodnie z pkt. D.2.6. lub powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.2.1..
- D.2.9. W przypadku otrzymania przez EEP, dla tego samego PPE, więcej niż jednego powiadomienia do realizacji umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej od tego samego lub różnych sprzedawców na ten sam termin rozpoczęcia sprzedaży lub świadczenia usługi kompleksowej, EEP przyjmie do realizacji umowę sprzedaży lub umowę kompleksową którą otrzymał jako pierwszą, z zachowaniem terminów o których mowa w punkcie D.2.1. i D.2.3..

### D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo

- D.3.1. URDo dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową.
- D.3.2. URDo lub upoważniony przez URDo nowy Sprzedawca wypowiada umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.  
Umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, zawartej przez tego URDo z dotychczasowym sprzedawcą.
- D.3.3. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt. D.1. oraz zawarcie:
- umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy EEP, a URD – w przypadku zawarcia przez URD umowy sprzedaży, albo
  - umowy kompleksowej pomiędzy sprzedawcą a URD – dotyczy tylko URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu do 1kV.
- D.3.4. W dniu złożenia przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1.

- URD powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z EEP albo umowę kompleksową z nowym sprzedawcą.
- D.3.5. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej lub usługi kompleksowej przez nowego sprzedawcę następuje **w terminie 21 dni** od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez EEP, chyba, że w powiadomieniu określony został termin późniejszy, z zastrzeżeniem terminów o których mowa w pkt. D.2.1.
- D.3.6. EEP w terminie do 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1, dokonuje jego weryfikacji w zakresie określonym w pkt. D.2.2. oraz informuje podmiot, który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji. Powiadomienia weryfikowane są również w zakresie dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do wymagań zawartych w IRiESD, posiadania przez URDo umowy dystrybucji zawartej z EEP, oświadczenia, o którym mowa w pkt. B.2..
- D.3.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.2.1. zawiera braki formalne lub błędy, EEP informuje o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki lub błędy i informując o konieczności ich uzupełnienia lub poprawy.
- D.3.8. Jeżeli braki formalne lub błędy, o których mowa w punkcie D.3.7. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, EEP dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1..
- D.3.9. EEP, w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.6. przekazuje do nowego sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji.
- D.3.10. W celu realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. D.3.1, URDo zawiera z EEP umowę dystrybucji lub dokonuje aktualizacji umowy. Umowa dystrybucji może być zawarta przez upoważniony podmiot (np. Sprzedawcę) w imieniu i na rzecz URDo.

## E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

- E.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRiESD-Bilansowanie oraz „WDB”. POB jest ustanawiany przez:
- a) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URDo), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej EEP;
  - b) URD typu wytwórca (URD<sub>w</sub>), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej EEP.
- URDo wskazuje w umowie dystrybucyjnej zawartej z EEP ustanowionego przez sprzedawcę POB, który będzie bilansował handlowo punkty poboru energii (PPE) tego URDo.
- E.2. Proces przejścia przez POB odpowiedzialności za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub URD<sub>w</sub>, jest realizowany według następującej procedury:
- 1) Sprzedawca lub URD<sub>w</sub> powiadamia EEP na formularzu zgodnym ze wzorem określonym w umowie dystrybucji, który jest zamieszczony na stronie

internetowej EEP o planowanym przejściu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy lub URD<sub>w</sub> przez nowego POB; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB jak i sprzedawcę ub URD<sub>w</sub>,

- 2) EEP dokonuje weryfikacji poprawności wypełnienia powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi,
- 3) EEP w przypadku pozytywnej weryfikacji:
  - a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB,
  - b) niezwłocznie informuje sprzedawcę lub URD<sub>w</sub> oraz nowego POB o dacie, w której następuje zmiana POB,
  - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URDo posiadających umowę sprzedaży ze Sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD<sub>w</sub> do MB nowego POB,
- 4) EEP w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia, o którym mowa w ppkt. 1), niezwłocznie informuje nowego POB oraz sprzedawcę lub URD<sub>w</sub> o przyczynach negatywnej weryfikacji. Brak pozytywnego wyniku weryfikacji zgłoszeń powiązany z jednoczesnym zakończeniem pełnienia dla sprzedawcy przez dotychczasowego POB odpowiedzialności za bilansowanie handlowe w wyniku wygaśnięcia lub rozwiązania umowy o bilansowanie pomiędzy tymi podmiotami skutkuje przejściem URDo przypisanych do sprzedawcy, dla którego prowadzony był proces zmiany POB przez sprzedawcę rezerwowego.

E.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia, o której mowa w pkt. E.2.2), jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt. E.5.. Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB przez sprzedawcę lub URD<sub>w</sub> w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB na rynku bilansującym, jeżeli sprzedawca lub URD<sub>w</sub> przekaze EEP formularz, o którym mowa w pkt. E.2.1), przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na rynku bilansującym przez dotychczasowego POB. W takim przypadku zmiana POB następuje po dokonaniu przez EEP pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami, w terminie zaprzestania lub zawieszenia działalności przez dotychczasowego POB na rynku bilansującym.

E.4. Z dniem zmiany POB, EEP przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tę odpowiedzialność (nowy POB), z uwzględnieniem że:

- 1) każdy PPE danego URD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD;
- 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB;
- 3) URD<sub>w</sub> mogą być bilansowani handlowo tylko w MB<sub>w</sub>;
- 4) URDo mogą być bilansowani handlowo tylko w MB<sub>o</sub>.

- E.5. Jeżeli EEP otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2, ppkt. 1), od sprzedawcy lub URD<sub>w</sub> przed datą nadania i uaktywnienia na rynku bilansującym MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej OSDp, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESD OSDp, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.
- E.6. Z zastrzeżeniem pkt. E.2. – E.4., w przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub URD<sub>w</sub> jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na rynku bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego albo sprzedawcę z urzędu dla URD<sub>o</sub> lub na EEP w przypadku utraty POB przez URD<sub>w</sub>.
- E.7. Jeżeli URD<sub>w</sub> utraci wskazany przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URD<sub>w</sub>, w porozumieniu z EEP winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej EEP. W powyższym przypadku umowa o świadczenia usług dystrybucji zawarta z EEP zostaje rozwiązana. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy EEP a URD<sub>w</sub>.
- E.8. EEP niezwłocznie po uzyskaniu od OSDp informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym przez POB powiadamia sprzedawcę lub URD<sub>w</sub>, którzy wskazali tego POB jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB. W takim przypadku sprzedawca lub URD<sub>w</sub> jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału E.
- E.9. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URD<sub>w</sub> jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania EEP i sprzedawcy lub URD<sub>w</sub>, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- E.10. Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez sprzedawcę lub URD<sub>w</sub> POB, skutkuje jednoczesnym zaprzestaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy lub URD<sub>w</sub> i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy lub URD<sub>w</sub> przez POB na obszarze działania EEP.
- E.11. Powiadomienie EEP o rozwiązaniu umowy o świadczenie usługi bilansowania handlowego pomiędzy POB i sprzedawcą lub POB i URD<sub>w</sub> powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez zainteresowane Strony, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed planowanym zakończeniem świadczenia usługi bilansowania handlowego.

## F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- F.1. EEP udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.
- F.2. Informacje ogólne udostępnione są przez EEP :
- a) na stronach internetowych EEP,



- b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych EEP,
- c) w siedzibie EEP.

Adresy email, numery faksu oraz telefonów, o których mowa powyżej zamieszczone są na stronie internetowej EEP.

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

- a) osobiście w siedzibie EEP,
- b) listownie na adres EEP,
- c) pocztą elektroniczną,
- d) faksem,
- e) telefonicznie,

EEP udziela szczegółowych informacji w formie ustnej lub pisemnej następującymi drogami:

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

W przypadku złożenia zapytania odbiorcy osobiście w siedzibie EEP lub pisemnie EEP udziela odbiorcy odpowiedzi w formie oczekiwanej przez odbiorcę.

Adresy email, numery faksu oraz telefonów, o których mowa powyżej zamieszczone są na stronie internetowej EEP.

EEP udziela odpowiedzi na zapytanie pisemne w terminie nie później niż 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia zapytania.

F.4. EEP informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

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

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

F.6. EEP oraz sprzedawcy umieszczają nr PPE na wystawionych przez siebie fakturach dla URD z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, świadczonych usług dystrybucji lub świadczonych usług kompleksowej.

F.7. Na wniosek URD, EEP przedstawia aktualną listę sprzedawców, o której mowa w pkt. A.3.7. lit. a) lub b).

## G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

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

Tablica T.1.

*Wykaz profili zużycia dla odbiorców profilowanych przyłączonych do sieci EEP.*

Nazwa profilu	Kryteria kwalifikowania odbiorców
C11	Odbiorcy grup taryfowych C11 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>zasilanie 1 lub 3-fazowe,</li> <li>moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW,</li> <li>układ pomiarowo-rozliczeniowy jednostrefowy.</li> </ul>
C12 b	Odbiorcy grup taryfowych C12b spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> <li>zasilanie 1 lub 3-fazowe,</li> <li>moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW,</li> <li>układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy sparametryzowany w strefach: dzienna – nocna.</li> </ul>

Tablica T.2.  
 Profile zużycia energii

C11	Profile zużycia energii						
	godzina doby	LATO			ZIMA		
		dzień roboczy (pn. - pt.)	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy (pn. - pt.)	sobota	dzień świąteczny
1	0,0063	0,016	0,032	0,0178	0,0359	0,0530	
2	0,0057	0,0149	0,0357	0,0198	0,0358	0,0520	
3	0,0094	0,0301	0,0534	0,0231	0,0426	0,0612	
4	0,0085	0,026	0,0502	0,0186	0,0345	0,0493	
5	0,0045	0,0121	0,0252	0,0175	0,0334	0,0488	
6	0,0057	0,0141	0,0293	0,0191	0,0365	0,0544	
7	0,0138	0,0251	0,0478	0,0225	0,0353	0,0472	
8	0,0582	0,0813	0,0607	0,0387	0,0407	0,0285	
9	0,0937	0,1274	0,0337	0,0697	0,0687	0,0217	
10	0,0926	0,1287	0,0508	0,0772	0,0705	0,0272	
11	0,0918	0,1235	0,0417	0,0772	0,076	0,0395	
12	0,0868	0,1144	0,0418	0,0796	0,0733	0,0369	
13	0,0918	0,0935	0,0401	0,078	0,0622	0,0222	
14	0,0909	0,0181	0,0536	0,08	0,0406	0,0379	
15	0,0878	0,0173	0,0521	0,0767	0,0365	0,0423	
16	0,0732	0,013	0,036	0,0586	0,0332	0,0392	
17	0,0647	0,0155	0,0313	0,0497	0,0327	0,0393	
18	0,04	0,0189	0,0375	0,0306	0,0308	0,0415	
19	0,0246	0,0163	0,0392	0,0342	0,039	0,0541	
20	0,014	0,0224	0,0463	0,0329	0,0386	0,0535	
21	0,01	0,0235	0,0512	0,0271	0,0315	0,0433	
22	0,0091	0,0162	0,0366	0,0231	0,0247	0,0369	
23	0,0085	0,0146	0,0357	0,017	0,024	0,0357	
24	0,0084	0,0171	0,0381	0,0113	0,0230	0,0344	
<b>Suma</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	

Tablica T.3.  
 Profile zużycia energii

C12b	Profile zużycia energii						
	godzina doby	LATO			ZIMA		
		dzień roboczy (pn. - pt.)	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy (pn. - pt.)	sobota	dzień świąteczny
1	0,0236	0,0313	0,0298	0,074	0,0841	0,0447	
2	0,0227	0,0301	0,0316	0,0715	0,0803	0,0444	
3	0,0223	0,0299	0,0307	0,0702	0,0802	0,0433	
4	0,0229	0,0301	0,0308	0,0692	0,0798	0,0505	
5	0,0227	0,0289	0,0308	0,0672	0,08	0,041	
6	0,0191	0,0229	0,0254	0,0627	0,0748	0,0407	
7	0,0163	0,0212	0,0239	0,0082	0,0565	0,0198	
8	0,0186	0,029	0,0315	0,0149	0,0621	0,0217	
9	0,0479	0,0423	0,0517	0,0257	0,0621	0,0216	
10	0,0655	0,0533	0,073	0,0282	0,0573	0,0358	
11	0,084	0,0424	0,0866	0,0218	0,0131	0,0601	
12	0,0876	0,0566	0,0804	0,021	0,0176	0,0579	
13	0,084	0,082	0,0721	0,0278	0,0146	0,0618	
14	0,0852	0,0892	0,0565	0,0871	0,0363	0,0557	
15	0,0795	0,097	0,0548	0,0857	0,0363	0,094	
16	0,0709	0,0533	0,0481	0,0278	0,013	0,0228	
17	0,0428	0,0447	0,0324	0,0146	0,0112	0,0131	
18	0,0288	0,0422	0,026	0,0097	0,0188	0,0121	
19	0,0277	0,027	0,026	0,0114	0,0134	0,0148	
20	0,0237	0,0247	0,0279	0,0142	0,0131	0,0146	
21	0,0263	0,0287	0,0323	0,017	0,0131	0,0151	
22	0,026	0,0301	0,0317	0,0175	0,0151	0,0207	
23	0,0261	0,0305	0,0314	0,0805	0,0336	0,1024	
24	0,0258	0,0326	0,0346	0,0721	0,0336	0,0914	
<b>Suma</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	

## H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE

- H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygnięcia reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRIESD.
- H.2. Podmioty zobowiązane do stosowania IRIESD mogą zgłaszać reklamacje w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście), w formie elektronicznej (pocztą elektroniczną lub poprzez stronę internetową) lub ustnej (osobiście, telefonicznie).
- H.3. URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt H.4.  
URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z EEP umowę dystrybucji, reklamacje dotyczące umowy sprzedaży składa bezpośrednio do sprzedawcy, a reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do EEP.  
Prosument będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczenia i dystrybucji tej energii do tego sprzedawcy.
- H.4. EEP samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa w pkt. A.1.1.:
1. przyjmuje od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci;
  2. udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci;
  3. powiadamianie, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
    - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
    - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
  4. informowanie na piśmie z co najmniej:
    - a) rocznym wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
    - b) trzyletnim wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
    - c) tygodniowym wyprzedzeniem – o zamierzonej zmianie nastawień

w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.

5. kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci.
  6. przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez EEP dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt. II 3.2.3..
  7. przyjmowanie od prosumenta będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia mikroinstalacji.
- H.5. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową, w sprawach innych niż opisane w pkt. H.4., realizowane jest w następujący sposób:
- 1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę do EEP. EEP dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji od sprzedawcy i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy,
  - 2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje do EEP w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. EEP bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. EEP niezwłocznie informuje w formie elektronicznej sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. EEP wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,
  - 3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym EEP w terminie 2 dni roboczych. EEP realizuje żądanie URD w terminie zapewniającym realizację obowiązku w 14 dni kalendarzowych od zgłoszenia URD. Pokrycie kosztów laboratoryjnego sprawdzenia licznika odbywa się zgodnie z zapisami obowiązującego prawa,
  - 4) w ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego o którym mowa w pkt. 3), URD może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. Koszt ekspertyzy pokrywa URD na zasadach określonych w przepisach prawa,
  - 5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do EEP przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. EEP w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSD przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów, a w przypadku URD w gospodarstwach domowych,

niezwłocznie, jednak nie później niż w terminie 10 dni kalendarzowych od zakończenia pomiarów.

W przypadku zgodności zmierzonych parametrów z określonymi w umowie kompleksowej lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w taryfie EEP,

- 6) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:
  - a) URD przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
  - b) URD wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,sprzedawca przekazuje EEP elektronicznie ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych.  
EEP po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od sprzedawcy,
- 6a) w przypadku udzielenia URD przez EEP bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, bonifikata ta jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy EEP a sprzedawcą,
- 6b) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje EEP reklamację elektronicznie w ciągu 2 dni roboczych. EEP po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od sprzedawcy,
- 7) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, bądź nie wykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do EEP w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. EEP niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,
- 8) W przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie EEP, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do EEP kopię odpowiedzi udzielonej URD.  
Odpowiedzi na reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę, za wyjątkiem podpunktu 7).

H.6. Reklamacje powinny być składane do EEP, na adres:

**Energia Euro Park Sp. z o.o.**  
**ul. Wojska Polskiego 3**  
**39-300 Mielec**

H.7. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do EEP powinno zawierać w szczególności:

- a) dane adresowe podmiotu;
- b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
- c) zgłaszane żądanie;
- d) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. ppkt. a-d nie mogą być przyczyną odrzucenia rozpatrzenia reklamacji przez EEP.

H.8. EEP rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

- a) określonym w pkt. H.5. – jeżeli reklamacja została złożona do sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową,
- b) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez EEP usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywą EEP,
- c) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy – jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo- rozliczeniowego udostępnionego przez EEP do sprzedawcy,
- d) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, EEP we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.

H.9. Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane:

- a) w przypadkach o których mowa w pkt. H.8. a) – w sposób określony w GUD-K,
- b) w przypadkach o których mowa w pkt. H.8. b) i c) - w sposób określony w pkt. H.2.

H.10. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez EEP zgodnie z pkt. H.9, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do EEP z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

- a) zakres nieuwzględnionego przez EEP żądania;
- b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;
- c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany na adresy, o których mowa w pkt. H.6 odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.

H.11. EEP rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania. EEP 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. EEP przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

H.12. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy EEP, 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 EEP i podmiot składający reklamację.

- H.13. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd, musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.
- H.14. Zasady korekty danych pomiarowych dla MDD oraz MB sprzedawców i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, określone są w pkt. C.1.

# **INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

## **SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI**

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

**I. OZNACZENIA SKRÓTÓW**

<b>APKO</b>	Automatyka przeciwkołtysaniowa
<b>ARNE</b>	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
<b>AWSCz</b>	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych
<b>BTHD</b>	Bilans techniczno-handlowy dobowy
<b>BTHM</b>	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
<b>BTHR</b>	Bilans techniczno-handlowy roczny
<b>CSWI</b>	Centralny System Wymiany Informacji
<b>EAZ</b>	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
<b>FPP</b>	Fizyczny Punkt Pomiarowy
<b>GPO</b>	Główny punkt odbioru energii
<b>GUD</b>	Generalna Umowa Dystrybucji
<b>GUD-K</b>	Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej
<b>IRIESD</b>	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
<b>IRIESD-Bilansowanie</b>	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
<b>IRIESP</b>	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
<b>JWCD</b>	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
<b>JWCK</b>	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza, której praca podlega koordynacji przez OSP
<b>KSE</b>	Krajowy system elektroenergetyczny
<b>kWp</b>	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym.
<b>LRW</b>	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
<b>LSPR</b>	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
<b>MB</b>	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
<b>MBZW</b>	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do wytwórcy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.
<b>FMB</b>	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
<b>WMB</b>	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
<b>MD</b>	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
<b>MDD</b>	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
<b>FMDD</b>	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
<b>PMDD</b>	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
<b>nJWCD</b>	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV nie

	podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
<b>nN</b>	Niskie napięcie
<b>OH</b>	Operator handlowy
<b>OHT</b>	Operator handlowo-techniczny
<b>ORed</b>	Obiekt Redukcji
<b>OSD</b>	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
<b>OSDp</b>	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
<b>OSDn</b>	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
<b>OSP</b>	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
<b>PCC</b>	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
<b>PDE</b>	Punkt Dostarczania Energii
<b>PKD</b>	Plan koordynacyjny dobowy
<b>PKM</b>	Plan koordynacyjny miesięczny
<b>PKR</b>	Plan koordynacyjny roczny
<b>POB</b>	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
<b>PPE</b>	Punkt Poboru Energii
<b>Prosument</b>	Prosument energii odnawialnej
<b>Plt</b>	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości $P_{st}$ , zgodnie ze wzorem:
	$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$
	gdzie: i – rząd harmonicznej
<b>Pst</b>	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.
<b>RB</b>	Rynek Bilansujący
<b>SCO</b>	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
<b>SMMDD</b>	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego dla Sprzedawcy Macierzystego
<b>SN</b>	Średnie napięcie
<b>SPZ</b>	Samoczynne ponowne załączanie – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.
<b>SZR</b>	Samoczynne załączanie rezerwy – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
<b>THD</b>	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

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

	gdzie: $i$ – rząd harmonicznej,
	$U_h$ – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej
<b>UCTE</b>	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
<b>URB</b>	Uczestnik Rynku Bilansującego
<b>URB<sub>BIL</sub></b>	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
<b>URB<sub>GE</sub></b>	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
<b>URB<sub>w</sub></b>	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
<b>URBo</b>	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: <ul style="list-style-type: none"><li>• <b>URB<sub>SD</sub></b> – odbiorca sieciowy</li><li>• <b>URB<sub>OK</sub></b> – odbiorca końcowy</li></ul>
<b>URB<sub>PO</sub></b>	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
<b>URD</b>	Uczestnik Rynku Detalicznego
<b>URD<sub>n</sub></b>	Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSD <sub>n</sub>
<b>URD<sub>o</sub></b>	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
<b>URD<sub>w</sub></b>	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
<b>URE</b>	Urząd Regulacji Energetyki
<b>WDB</b>	Warunki dotyczące bilansowania
<b>WIRE</b>	System wymiany informacji o rynku energii
<b>WPKD</b>	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
<b>ZUSE</b>	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

## II. POJĘCIA I DEFINICJE

<b>Administrator pomiarów</b>	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych
<b>Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)</b>	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
<b>Awaria sieciowa</b>	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
<b>Awaria w systemie</b>	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
<b>Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej</b>	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
<b>Bilansowanie systemu</b>	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.
<b>Dystrybucja energii elektrycznej</b>	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
<b>Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa</b>	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.
<b>Energia</b>	Energia rozumiana jest w niniejszej IRiESD jako energia elektryczna.
<b>Farma wiatrowa</b>	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia.

<b>Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)</b>	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.
<b>Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)</b>	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.
<b>Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)</b>	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
<b>Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)</b>	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym dokonywany jest pomiar przepływającej energii elektrycznej.
<b>Generacja wymuszona</b>	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.
<b>Generacja zdeterminowana</b>	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.
<b>Generalna Umowa Dystrybucji</b>	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.
<b>Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej</b>	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej na mocy, której OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD

w gospodarstwach domowych, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.

**Główny punkt odbioru energii**

Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.

**Grafik obciążeń**

Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.

**Grupy przyłączeniowe**

Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na:

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



<b>Instalacja odnawialnego źródła energii</b>	Instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego, - a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, w tym magazyn biogazu rolniczego.
<b>Jednostka grafikowa</b>	Zbiór Rzeczywistych lub Wirtualnych Miejsc Dostarczenia Energii Elektrycznej.
<b>Jednostka wytwórcza</b>	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.
<b>Koordynowana sieć 110 kV</b>	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,
<b>Krajowy system elektroenergetyczny</b>	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
<b>Linia bezpośrednia</b>	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.
<b>Łącze niezależne</b>	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.
<b>Magazyn energii elektrycznej</b>	Instalacja służąca do przechowywania energii, przyłączona do sieci, mająca zdolność do dostawy energii elektrycznej do sieci.

<b>Mała instalacja</b>	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i mniejszej niż 500 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i nie większej niż 900 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i mniejsza niż 500 kW.
<b>Mechanizm bilansujący</b>	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
<b>Miejsce dostarczania energii elektrycznej</b>	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci, albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru
<b>Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)</b>	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.
<b>Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)</b>	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.
<b>Miejsce przyłączenia</b>	Punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią.
<b>Mikroinstalacja</b>	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.
<b>Moc dyspozycyjna</b>	Moc maksymalna pomniejszona o ubytki mocy.
<b>Moc osiągalna jednostki wytwórczej</b>	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych potwierdzona testami.
<b>Moc przyłączeniowa</b>	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.

**Moc umowna**

Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:

- a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15 minutowych, albo
- b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średnio godzinnych pobieranych przez danego Operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w miejscach dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo
- c) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dla miejsc dostarczania energii elektrycznej nie będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie godziny.

**Należyta staranność w utrzymaniu sieci dystrybucyjnej**

Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymywanie ustaleń wynikających z zawartych umów.

**Napięcie znamionowe**

Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.

**Napięcie deklarowane**

Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcom – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.

<b>Nielegalne pobieranie energii elektrycznej</b>	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
<b>Niebilansowanie</b>	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
<b>Normalny układ pracy sieci</b>	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
<b>Normalne warunki pracy sieci</b>	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
<b>Obrót energią elektryczną</b>	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
<b>Obszar OSD</b>	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
<b>Obszar Rynku Bilansującego</b>	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
<b>Odbiorca</b>	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.

<b>Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym</b>	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
<b>Odbiorca końcowy</b>	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji
<b>Odbiorca w ORed</b>	podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
<b>Odłączenie od sieci</b>	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe demontaż elementów przyłącza.
<b>Odnawialne źródło energii (OZE)</b>	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerothermalną, energię geothermalną, energię hydrothermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
<b>Ograniczenia sieciowe</b>	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
<b>Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych</b>	okres pomiędzy dwoma kolejnymi rozliczeniowymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonany przez EEP.
<b>Operator</b>	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub Operator systemu połączonych elektroenergetycznego.
<b>Operator handlowy (OH)</b>	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
<b>Operator handlowo-techniczny (OHT)</b>	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
<b>Operator pomiarów</b>	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego Operatora prowadzącego procesy rozliczeń.

**Operator systemu dystrybucyjnego**

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, modernizację oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

**Operator systemu przesyłowego**

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, modernizację oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

**Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)**

Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot, którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).

**Procedura zmiany sprzedawcy**

Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) zgłoszenia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, które w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.

**Program zgodności**

Program określający przedsięwzięcia, jakie powinien podjąć OSD w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania Użytkowników Systemu i Potencjalnych Użytkowników Systemu.

**Programy łączeniowe**

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

**Prosument energii odnawialnej**

Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem, że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności

gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649, 730 i 2294),.

<b>Przedsiębiorstwo obrotu</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
<b>Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana</b>	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
<b>Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana</b>	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
<b>Przesyłanie - transport energii elektrycznej</b>	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
<b>Przyłącze</b>	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego podmiotu usługę polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji.
<b>Punkt Dostarczania Energii</b>	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
<b>Punkt Poboru Energii</b>	Punkt w sieci, w którym produkty energetyczne ( energia, usługi dystrybucyjne, moc, itp. ) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych) lub są wyznaczone na potrzeby rozliczeń. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
<b>Regulacyjne usługi systemowe</b>	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz Operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości

parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.

<b>Rejestrator zakłóceń</b>	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych
<b>Rejestrator zdarzeń</b>	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
<b>Rezerwa mocy</b>	Możliwa do wykorzystania w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
<b>Rezerwowa umowa kompleksowa</b>	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.
<b>Ruch próbny</b>	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci, przez ustalony okres, z określonymi parametrami pracy.
<b>Ruch sieciowy</b>	Sterowanie pracą sieci.
<b>Rynek detaliczny</b>	Segment rynku energii elektrycznej obejmujący odbiorców końcowych na obszarze działania EEP, gdzie dostawcy oferują odbiorcom dostawę energii, konkurując ze sobą ceną i warunkami dostawy.
<b>Rynek bilansujący</b>	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
<b>Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO</b>	Samoczynne wyłączenie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
<b>Samoczynne ponowne załączanie – SPZ</b>	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranej czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
<b>Sieci</b>	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
<b>Sieć przesyłowa</b>	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny Operator systemu przesyłowego.
<b>Sieć dystrybucyjna</b>	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny Operator systemu dystrybucyjnego.



<b>Służba dyspozytorska lub ruchowa</b>	Komórka organizacyjna przedsiębiorstwa elektroenergetycznego uprawniona do prowadzenia ruchu sieci i kierowania pracą jednostek wytwórczych.
<b>Sprzedawca</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
<b>Sprzedawca Macierzysty</b>	Podmiot sprzedający energię elektryczną odbiorcom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, pełniący jednocześnie na obszarze sieci OSD funkcję Sprzedawcy z Urzędu.
<b>Sprzedawca rezerwowo</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, wskazane przez URD, zapewniające temu URD sprzedaż rezerwową.
<b>Sprzedaż energii elektrycznej</b>	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
<b>Sprzedaż rezerwowa</b>	Sprzedaż energii elektrycznej URD dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
<b>Stan zagrożenia KSE</b>	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
<b>Sterownik polowy</b>	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
<b>System elektroenergetyczny</b>	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
<b>Średnie napięcie</b>	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
<b>Taryfa Energia Euro Park Sp. z o.o.</b>	Zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez EEP i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą Prawo energetyczne.

**Terminal polowy**

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

**THFF**

Współczynnik zakłóceń harmonicznyc telefonii.

**Uczestnik Rynku Bilansującego**

Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.

**Uczestnik Rynku Detalicznego**

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

**Układ pomiarowo-rozliczeniowy**

Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię.

**Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy**

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

**Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowowy**

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

**Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny**

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

**Układ pomiarowy bilansowo-kontrolny**

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

<b>Układ pomiarowy bilansowo-kontrolny</b>	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo- rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
<b>Układ zabezpieczeniowy</b>	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
<b>Umowa sieciowa</b>	Umowa, na podstawie której OSD świadczy usługi dystrybucji dla URD tj. umowa kompleksowa lub umowa o świadczenie usług dystrybucji.
<b>Urządzenia</b>	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
<b>Usługi systemowe</b>	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
<b>Ustawa</b>	Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
<b>Użytkownik systemu</b>	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
<b>Warunki dotyczące bilansowania</b>	dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL, zatwierdzony decyzją Prezesa URE.
<b>Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (WMB)</b>	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.
<b>Współczynnik bezpieczeństwa przyrzędu – FS</b>	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrzędu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrzędu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.

<b>Wstępne dane pomiarowe</b>	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.
<b>Wyłączenie awaryjne</b>	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
<b>Wymiana międzysystemowa</b>	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
<b>Wyprowadzenie URD z PPE</b>	Zakończenie na wniosek URD świadczenia usług dystrybucji lub usługi kompleksowej, które obejmuje odłączenie zasilania w danym PPE, tj. stworzenie fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż fragmentu przyłącza, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej itp.).
<b>Wytwórca</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego jednostki wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
<b>Zabezpieczenia</b>	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
<b>Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne</b>	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
<b>Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove</b>	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
<b>Zaprzestanie dostarczania energii elektrycznej</b>	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym rezerwowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
<b>Zarządzanie ograniczeniami systemowymi</b>	Działalność gospodarcza wykonywana przez Operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie

z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

## **SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH JAK I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EEP**

### **1. POSTANOWIENIA OGÓLNE**

- 1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej oraz podlegających modernizacji.
- 1.2. EEP określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny.
- 1.3. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68 kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej EEP w sposób trójfazowy.
- 1.4. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla EEP.
- 1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kW przyłączane do sieci dystrybucyjnej, powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. EEP decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.
- 1.7. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z EEP i w obecności jego przedstawiciela.

### **2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE**

- 2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
  - a) łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej,
  - b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje. Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.
- 2.2. W przypadku, gdy jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej na wyspę urządzeń tego wytwórcy, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od sieci dystrybucyjnej, wyposażony w system zdalnego sterowania z odwzorowaniem jego stanu pracy.
- 2.3. EEP koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt. 2.1. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy.

- 2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika. W przypadku mikroinstalacji wymagane jest, aby po stronie prądu przemiennego falownika zlokalizowany był co najmniej rozłącznik izolacyjny odpowiadający drugiej kategorii przepięć.
- 2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

### **3. ZABEZPIECZENIA**

- 3.1. Jednostki wytwórcze, stosownie do rodzaju, powinny być wyposażone w zabezpieczenia zgodnie z zapisami pkt. II.4.5 IRiESD oraz pkt. 3 i pkt. 9 niniejszego załącznika.
- 3.2. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt. 2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 3.3. Zabezpieczenia powinny spełniać wymagania zawarte w pkt. II.4.5.5 IRiESD.
- 3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami o mocy maksymalnej powyżej 200 kW powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.5. EEP decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.
- 3.6. W zależności od rodzaju jednostki wytwórczej zabezpieczenia powinny powodować otwarcie łącznika:
  - c) określonego w pkt. 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
  - d) określonego w pkt. 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.7. EEP ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.
- 3.8. W przypadku trójfazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo. W przypadku jednofazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia, przy obniżeniu lub wzroście napięcia, powinno powodować odłączenie jednostki od sieci dwubiegunowo.
- 3.9. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator nN/SN, dla zabezpieczeń do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN. W przypadku jednostek wytwórczych, nie będącymi mikroinstalacjami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.  
W przypadku podłączania mikroinstalacji, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy

może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami falownika a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).

- 3.10. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.
- 3.11. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączenia elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.12. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym, automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z EEP
- 3.13. EEP może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

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

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

#### **5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH**

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



minimum 30 s pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.

- 5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105% prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt. 5.4. i 5.5.
- 5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.
- 5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:
  - a) różnica napięć –  $\Delta U < \pm 10\% U_n$ ,
  - b) różnica częstotliwości –  $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$ ,
  - c) różnica kąta fazowego –  $\Delta \phi < \pm 10^\circ$ ,
- 5.5. EEP może w uzasadnionych przypadkach ustalić inne granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4.
- 5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.
- 5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z EEP.

## 6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

- 6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w niniejszym pkt. 6 niniejszego załącznika.
- 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5 Hz do +0,5 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.
- 6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień  $\pm 5\%$  napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).
- 6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznym odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać 0,5%.
- 6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
  - a) 1,5% – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,

- b) 3,0% – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,  
 c) 5,0% – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznych, powinien być spełniony następujący warunek:  
 gdzie:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$

$S_{rA}$  - moc osiągalna jednostki wytwórczej,

$S_{kV}$  - moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona jako iloraz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.

- 6.7. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła  $P_{lt}$  spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95% czasu, powinien spełniać warunek:  $P_{lt} \leq 0,6$  za wyjątkiem farm wiatrowych, dla których współczynnik  $P_{lt}$  określono w pkt. 8.7.3.
- 6.8. Wymaganie określone w pkt. 6.7 jest również spełnione w przypadkach, gdy:  
 – dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

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

– dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < \frac{3\%}{k}$$

gdzie:

$S_{rA}$  – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

$S_{kV}$  – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,

N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,

k – współczynnik wynoszący:

1 – dla generatorów synchronicznych,

2 – dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95% ÷ 105% ich prędkości synchronicznej,

$I_a/I_r$  – dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,

8 – dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

$I_a$  – prąd rozruchowy,

$I_r$  – znamionowy prąd ciągły.

## 7. KRYTERIA MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

EEP na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączania źródeł energii do sieci elektroenergetycznej SN i nN.

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

### **8.1. Postanowienia ogólne**

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

- 8.1.9. EEP może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.
- 8.1.10. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona na polecenie Operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

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

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

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

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

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

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

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

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

8.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmy wiatrowej.

8.3.5. EEP może określić w warunkach przyłączenia farm wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.

8.3.6. EEP w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej, warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.

### 8.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

8.4.1. Farma wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego Operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.

8.4.2. Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt. 8.2.3. niniejszego załącznika.

8.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.

8.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, EEP musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu farmy wiatrowej, po postoju dłuższym niż 15 minut spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne

jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy i prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 10% jej mocy znamionowej.

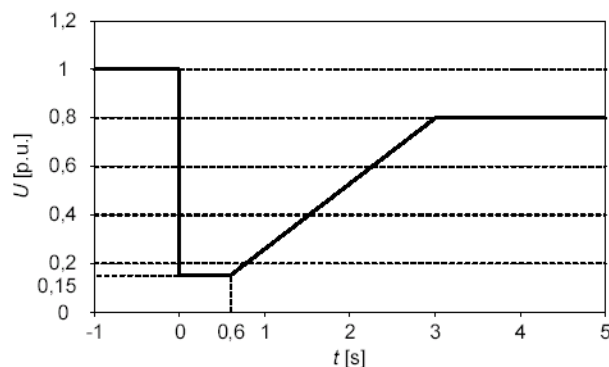
- 8.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej, redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt. 8.2.3. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

## 8.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

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

## 8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

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



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

- 8.6.2. W niektórych lokalizacjach, EEP może wymagać, by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały z możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych moc bierną. Wymaganie to określa EEP w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.
- 8.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, EEP określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.
- 8.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt. 8.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

## 8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

- 8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3 %. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.
- 8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.
- 8.7.3. Wskaźniki krótkookresowego ( $P_{st}$ ) i długookresowego ( $P_{lt}$ ) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:
- $P_{st} < 0,35$  dla sieci 110 kV i  $P_{st} < 0,45$  dla sieci SN,
  - $P_{lt} < 0,25$  dla sieci 110 kV i  $P_{lt} < 0,35$  dla sieci SN.
- 8.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznymi napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznymi THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.
- 8.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt. od 8.7.1. do 8.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.
- 8.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznymi napięcia i prądu). Farmy wiatrowe przyłączane do sieci 110 kV powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.
- 8.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.
- 8.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

## 8.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

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

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

- 8.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy. Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia EEP.
- 8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:
  - a) mocy czynnej,
  - b) mocy biernej,
  - c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,
  - d) współczynnika mocy  $\cos \varphi$ ,
  - e) średniej dla farmy prędkości wiatru.
- 8.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
  - a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
  - b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV,
  - c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 8.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej przyłączanej na napięcie 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przekazywania danych do operatora systemu.
- 8.9.5. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 24 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektu.



- 8.9.6. Właściciel farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu, aktualne parametry wyposażenia farmy wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem farmy wiatrowej są to dane producentów urządzeń.
- 8.9.7. EEP określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.
- 8.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i EEP określa EEP na etapie projektowania.
- 8.9.9. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceń. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:
- rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie  $3U_0$  i prąd  $3I_0$  oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,
  - rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

## 8.10. Testy sprawdzające

- 8.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRIESD. Sposób i zakres przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić co najmniej na 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.
- 8.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem przyłączenia farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone w terminie 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów sprawdzających. Testy powinny być wykonane zgodnie z obowiązującymi przepisami przy zachowaniu należytej staranności i wiedzy technicznej, przez niezależną firmę ekspercką posiadającą odpowiednie kwalifikacje, wiedzę i doświadczenie, uzgodnioną z EEP według programu uzgodnionego z EEP. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiegokolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzania obiektowych testów sprawdzających. Operator systemu ma prawo uczestniczyć w przeprowadzeniu testów.
- 8.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:
- charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
  - uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
  - odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągnana jest moc znamionowa,
  - szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
  - działania układu regulacji mocy i częstotliwości,
  - wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.

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

## 9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

### 9.1. Wymagania techniczne

#### 9.1.1. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

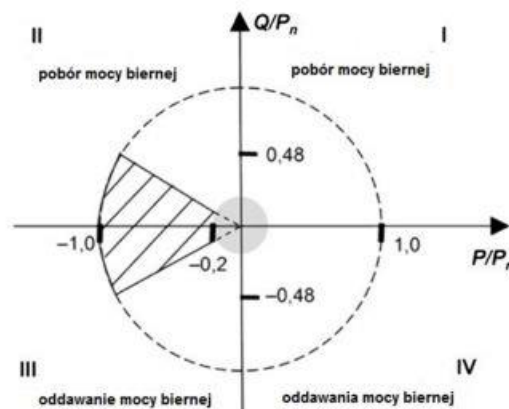
##### 9.1.1.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od  $0,85 U_n$  do  $1,1 U_n$ .

z następującą mocą bierną:

- zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez EEP w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznym napięcia i prądu od  $\cos \phi = 0,9_{ind}$  do  $\cos \phi = 0,9_{poj}$ , gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,
- bez zmian mocy biernej więcej niż o 10% znamionowej mocy czynnej mikroinstalacji przy mocy czynnej niższej niż 20% znamionowej mocy czynnej.

Wymaganie to przedstawiono na rys. nr 2.



Rys. 2. Zdolność do generacji mocy biernej w obciążeniowym układzie odniesienia

##### 9.1.1.2. Wymagane tryby regulacji mocy biernej:

Mikroinstalacja ma być zdolna do działania w następujących trybach sterowania:

- sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb  $Q(U)$ ) jako tryb podstawowy,
- sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb  $\cos \phi (P)$ ), jako tryb alternatywny,

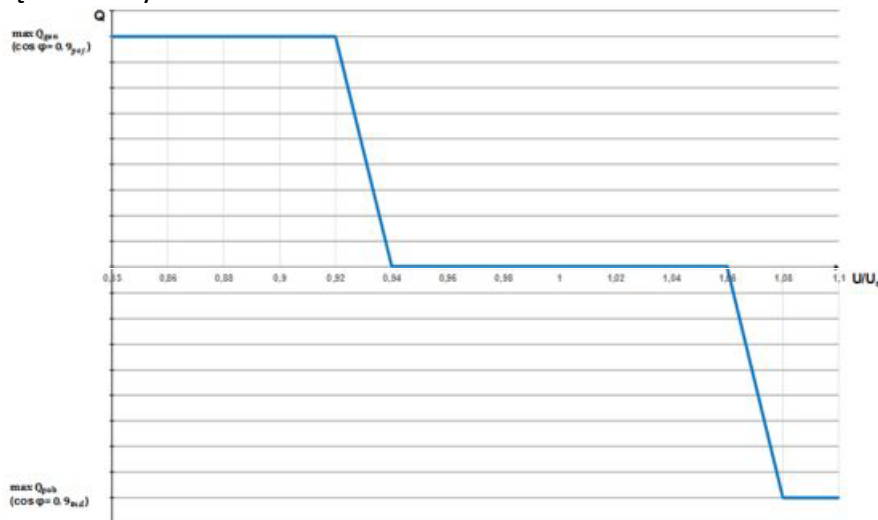
c)  $\cos \phi$  stałe, nastawiane w granicach od  $\cos \phi = 0,9_{ind}$  do  $\cos \phi = 0,9_{poj}$ , jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy – zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

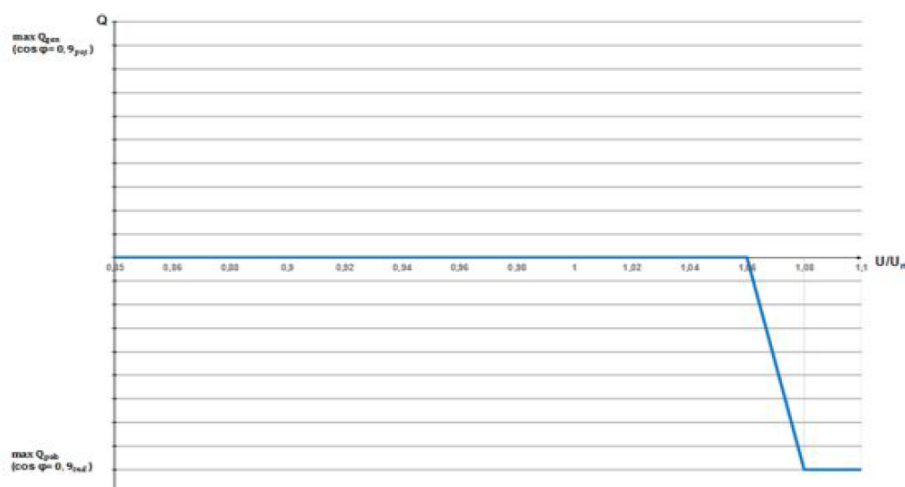
9.1.1.3. Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia - Q(U):

W trybie Q(U) sterowanie odbywa się według krzywych przedstawionych na rys. 3 i 4.

Charakterystyka Q(U) ma być konfigurowalna w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Zmiana charakterystyki wymaga uzgodnienia między EEP, a właścicielem mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna odpowiedź sterowania, filtr pierwszego rzędu powinien mieć nastawioną stałą czasową na czas 5 s, a czas do osiągnięcia 95% nowej nastawy w wyniku zmiany napięcia ma wynosić 3 stałe czasowe.



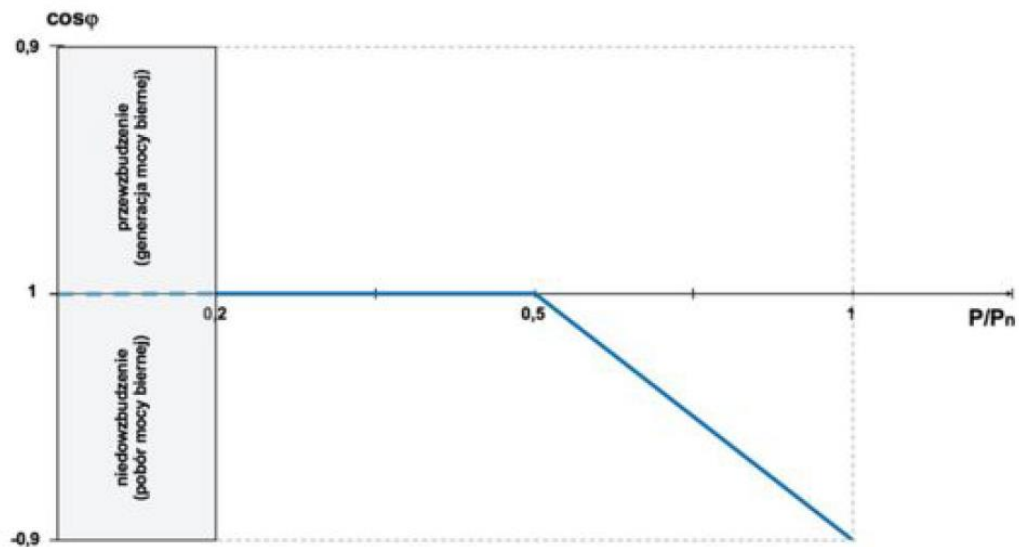
Rys. 3. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez EEP.



Rys. 4. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla falowników podłączonych jednofazowo, wymagana przez EEP.

- 9.1.1.4. Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznym napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej -  $\cos \phi$  (P):

W trybie  $\cos \phi$  (P) sterowanie odbywa się, według krzywej przedstawionej na rys. 5. Nastawione nowe wartości, wynikające ze zmiany mocy czynnej generowanej, muszą być nastawione w ciągu 10 s. Zaleca się, aby szybkość zmiany mocy biernej następowała w takim samym czasie jak szybkość zmiany mocy czynnej i była zsynchronizowana z szybkością zmiany mocy czynnej.



Rys. 5. Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy  $\cos \phi$  w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez EEP.

- 9.1.2. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej
- 9.1.2.1. Mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10kW powinny być wyposażone w port wejściowy, który umożliwia przyjęcie od EEP polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej oraz polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej.
- 9.1.2.2. W celu spełnienia wymagań określonych w pkt. 9.1.4.1. mikroinstalacje powinny być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC - inny port wejściowy oraz protokół komunikacji wymaga indywidualnego uzgodnienia z EEP Urzędnika sterujące dostarcza EEP.
- 9.1.2.3. W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego działaniem zabezpieczenia nadnapięciowego mikroinstalacji, zaleca się aby mikroinstalacja posiadała funkcję zmniejszania mocy czynnej generowanej w funkcji wzrostu napięcia. Istotne jest, aby funkcja ta działała dopiero po wyczerpaniu możliwości regulacji napięcia poborem mocy biernej w trybie Q(U) tj. powyżej 1,08  $U_n$ . Funkcja ta nie może powodować skokowych zmian mocy generowanej.
- 9.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń
- 9.1.3.1. Wymagania ogólne:  
Mikroinstalacje powinny posiadać wbudowany układ zabezpieczeń, składający się co najmniej z następujących zabezpieczeń:

- dwustopniowe zabezpieczenie nadnapięciowe,
- zabezpieczenie podnapięciowe,
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie od pracy wyspowej (LoM).

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń muszą być możliwe do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń - zmiana nastaw zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

#### 9.1.3.2. Wymagane nastawy układu zabezpieczeń:

W tabeli nr 1 przedstawiono wymagane nastawy poszczególnych zabezpieczeń, wchodzących w skład układu zabezpieczeń.

Tabela nr 1. Nastawy układu zabezpieczeń

Funkcja zabezpieczenia		Wymagane nastawienie wartości wyłączającej		Maksymalny czas odłączenia	Minimalny czas zadziałania
ULN	Obniżenie napięcia	0,85 Un	195,5 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 <sup>1</sup>	1,1 Un	253,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	264,5 V	0,2 s	0,1 s
ULL	Obniżenie napięcia	0,85 Un	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 <sup>1</sup>	1,1 Un	440,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	460,0 V	0,2 s	0,1 s
Obniżenie częstotliwości		47,5 Hz		0,5 s	0,3 s
Podwyższenie częstotliwości		52 Hz		0,5 s	0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej	ROCOF	2,5 Hz/s		0,5 s	-
	aktywne	-		5 s	-
<sup>1</sup> 10-minutowa wartość średnia, zgodnie z EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50438:2014-02.					

Zabezpieczenia LoM wykorzystują uznane techniki, wykrywające w sposób pewny zanik zasilania z sieci dystrybucyjnej. Nie dopuszcza się stosowania zabezpieczeń wykorzystujących metody związane z iniekcją pulsów do sieci dystrybucyjnej.

9.1.3.3. Dopuszcza się możliwość pracy mikroinstalacji na potrzeby własne instalacji odbiorczej przy zaniku napięcia w sieci OSD. Rozwiązanie takie jest możliwe wyłącznie w przypadku zastosowania w instalacji odbiorczej rozłącznika stwarzającego w sposób automatyczny, na okres braku napięcia w sieci OSD, przerwę izolacyjną pomiędzy instalacją odbiorczą, a siecią EEP.

#### 9.1.4. Załączanie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej

Załączenie mikroinstalacji do sieci jest możliwe tylko wówczas, gdy napięcie i częstotliwość mieszczą się w dopuszczalnym zakresie napięcia i częstotliwości, w co najmniej wymaganym okresie obserwacji. Zakres częstotliwości, zakres napięcia, czas obserwacji i gradient mocy powinny być możliwe do ustawienia w mikroinstalacji. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia tych nastaw - zmiana nastaw nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

- 9.1.4.1. Automatyczne ponowne załączenie po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń:  
Nastawy dla ponownego załączenia po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń są następujące:
- Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,05 Hz,
  - Zakres napięcia od 0,85  $U_n$  do 1,10  $U_n$ ,
  - Minimalny czas obserwacji: 60 s.
- Po ponownym załączeniu moc czynna generowana przez mikroinstalację nie powinna przekraczać gradientu 10%  $P_n$ /min.
- 9.1.4.2. Rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w warunkach normalnych:  
Nastawy dla załączenia lub rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w wyniku rozruchu lub działania w warunkach normalnych są następujące:
- Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,1 Hz,
  - Zakres napięcia od 0,85  $U_n$  do 1,10  $U_n$ ,
  - Minimalny czas obserwacji: 60 s.
- 9.1.4.3. Synchronizacja:  
Synchronizacja mikroinstalacji powinna być w pełni automatyczna, co oznacza że nie jest możliwe ręczne zamknięcie łącznika pomiędzy dwoma synchronizowanymi systemami.
- 9.1.5. Jakość energii  
Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej.

## 9.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

- 9.2.1. Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji, np. z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub poprzez port komunikacyjny.  
Tabliczka znamionowa mikroinstalacji ma posiadać co najmniej następujące informacje:
- Nazwę producenta lub znak firmowy,
  - Określenie typu lub numer identyfikacyjny, lub inne sposoby identyfikacji umożliwiające uzyskanie stosownych informacji od producenta,
  - Moc znamionową,
  - Napięcie znamionowe,
  - Częstotliwość znamionowa,
  - Zakres regulacji współczynnika przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznym napięcia i prądu.
- Informacje te muszą być umieszczone również w instrukcji obsługi. Dodatkowo na tabliczce znamionowej powinien być umieszczony numer seryjny. Wszystkie informacje powinny być podane w języku polskim. W miejscach z dostępnymi elementami pod napięciem należy stosować etykiety ostrzegawcze.
- 9.2.2. Inne wymagania dotyczące przekazania mikroinstalacji do eksploatacji:
- Producent musi dostarczyć instrukcję montażu zgodnie z normami i wymaganiami krajowymi,

- b) Urządzenia wchodzące w skład mikroinstalacji muszą podlegać badaniom typu pod względem wymagań odpowiednich norm w zakresie współpracy z siecią, w przypadku braku stosownych norm wyrobu,
- c) Montaż musi być wykonany przez instalatorów posiadających odpowiednie i potwierdzone kwalifikacje,
- d) Właściciel mikroinstalacji musi dysponować przygotowanym przez instalatora schematem jednokresowym mikroinstalacji.

### 9.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności o zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2. W przypadku wątpliwości interpretacyjnych należy wystąpić ze stosowanym zapytaniem do EEP.

*Tabela nr 2. Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji w zależności od mocy zainstalowanej.*

<b>P<sub>n</sub> [kW]</b>	<b>P<sub>n</sub> ≤ 3,68</b>	<b>3,68 ≤ P<sub>n</sub> ≤ 10</b>	<b>10 &lt; P<sub>n</sub> ≤ 50</b>
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez EEP.			Możliwość zdalnego sterowania mocą czynną oraz możliwość zdalnego odłączenia mikroinstalacji tj. zaprzestania generacji mocy do sieci dystrybucyjnej
Automatyczna redukcja mocy czynnej przy $f > 50,2$ Hz wg zadanej charakterystyki P(f)		TAK	
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki Q(U) i $\cos \varphi$ (P)		TAK	
Układ zabezpieczeń: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej	Zintegrowany z falownikiem		
Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo	

## **INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

**Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego  
oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci  
dystrybucyjnych eksploatowanych przez EEP.**



## 1. WSTEP

EEP jako operator systemu dystrybucyjnego (OSD) wprowadza następujące wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych.

## 2. OGLĘDZINY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 2.1. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.
- 2.2. Oględziny linii napowietrznych są przeprowadzane w czasookresach określonych przez OSD, podanych w Rozdziale 7.
- 2.3. Podczas przeprowadzania oględzin linii napowietrznych sprawdza się w szczególności:
  - a) stan konstrukcji wsporczych, fundamentów i izbic,
  - b) stan przewodów i ich osprzętu,
  - c) stan podwieszanej linii światłowodowej wraz z osprzętem lub innych systemów łączności montowanych na linii,
  - d) stan łączników, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej,
  - e) stan widocznych odcinków kablowych sprawdzanej linii napowietrznej,
  - f) stan izolacji linii,
  - g) stan napisów: informacyjnych i ostrzegawczych oraz zgodność oznaczeń z dokumentacją techniczną,
  - h) stan instalacji oświetleniowej i jej elementów,
  - i) zachowanie prawidłowej odległości przewodów od ziemi, zarośli, gałęzi drzew oraz od obiektów znajdujących się w pobliżu linii,
  - j) zachowanie prawidłowej odległości od składowisk materiałów łatwo zapalnych,
  - k) wpływ działania wód lub osiadania gruntu na konstrukcje linii.
- 2.4. Oględziny linii kablowych są przeprowadzane w czasookresach określonych w Rozdziale 7.
- 2.5. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych 110 kV i SN sprawdza się w szczególności:
  - a) stan głowic kablowych,
  - b) stan złączy kablowych SN,
  - c) stan widocznych oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,
  - d) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
  - e) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
  - f) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
  - g) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
  - h) czy na trasie linii kablowych nie zaistniały warunki mające wpływ na ich prawidłową eksploatację, m.in. czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.

- 2.6. Oględziny linii kablowych nN przeprowadza się w zakresie ich widocznych elementów, w szczególności złącz kablowych oraz połączeń z liniami napowietrznymi.
- 2.7. Oględziny stacji elektroenergetycznych przeprowadza się w czasookresach określonych w Rozdziale 7.
- 2.8. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w skróconym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
  - a) stan i gotowość potrzeb własnych prądu przemiennego,
  - b) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
  - c) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
  - d) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
  - e) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
  - f) stan transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,
  - g) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemekhaniki,
  - h) działanie rejestratorów zakłóceń,
  - i) działanie systemów nadzoru pracy stacji,
  - j) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
  - k) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
  - l) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
  - m) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
  - n) poziom/ciśnienie/gęstość gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
  - o) stan ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
  - p) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych.
- 2.9. 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 zaczepek 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 wodnokanalizacyjnych,
  - 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 sieci.
- 3.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:
  - a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.3.,
  - b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
  - c) odrębnymi wymaganiami i przepisami,
  - d) konserwacje i naprawy.
- 3.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:
  - a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.5. oraz w pkt. 2.6.,
  - b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
  - c) konserwacje i naprawy.
- 3.4. Przegląd urządzeń stacji, w zależności od wyposażenia, obejmuje w szczególności:
  - a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.8. oraz w pkt.2.9.,
  - b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
  - c) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemechaniki i sygnalizacji oraz środków łączności,
  - d) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
  - e) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
  - f) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,
  - g) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
  - h) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,
  - i) konserwacje i naprawy.

### 4. OCENA STANU TECHNICZNEGO ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 4.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.
- 4.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:
  - a) wyniki oględzin, badań, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
  - b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci,
  - c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
  - d) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,

- e) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
- f) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów eksploatacyjnych, napraw i modernizacji,
- g) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,
- h) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
- i) warunki ochrony środowiska naturalnego.

## 5. OGLĘDZINY 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 roku, sprawdzając w szczególności:
- a) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
  - b) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
  - c) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
  - d) stan ochrony przeciwporażeniowej i przeciwprzepięciowej,
  - e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
  - f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

## 6. MODERNIZACJE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

## 7. CZASOOKRESY OGLĘDZIN URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

L.p.	Urządzenia	Czasookresy oględzin
1	Linie napowietrzne o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV	Nie rzadziej niż raz w roku
2	Linii napowietrzne o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	Nie rzadziej niż raz na 5 lat
3	Linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV	Nie rzadziej niż raz w roku
4	Linie kablowe o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	Nie rzadziej niż raz na 5 lat
5	Stacje elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV ze stałą obsługą:	

	1. W skróconym zakresie.	1. Nie rzadziej niż raz na dobę.
	2. W pełnym zakresie.	2. Nie rzadziej niż raz na pół roku.
6	Stacje elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV bez stałej obsługi:	
	1. W skróconym zakresie.	1. Nie rzadziej niż raz na kwartał
	2. W pełnym zakresie.	2. Nie rzadziej niż raz na pół roku.
7	Stacje elektroenergetyczne SN/SN i SN/nN wyposażone w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową współpracującą z wyłącznikami SN.	W pełnym zakresie nie rzadziej niż raz na rok.
8	Stacje elektroenergetyczne SN/nN:	
	1. Wnętrzowe.	1. Nie rzadziej niż raz na 2 lat.
	2. Napowietrzne.	2. Nie rzadziej niż raz na 5 lat.

**Zawartość formularza powiadomienia EEP przez Sprzedawcę w imieniu własnym i URD,  
o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej**

## ZGŁOSZENIE ZMIANY SPRZEDAWCY SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

DLA ODBIORCY ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZONEGO DO SIECI  
DYSTRYBUCYJNEJ ENERGIA EURO PARK

### 1. Dane Odbiorcy - URD:

Imię / Nazwa podmiotu zgodna z KRS, wypisem z ewid. itp										Nazwisko / nazwa podmiotu cd																			
PESEL										NIP										REGON									
Dowód osobisty:			3. Seria			Numer			Dzień, miesiąc, rok wydania																				
wydany przez:																													

### Adres stałego zameldowania/Adres podmiotu\*

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

### Adres korespondencyjny jak niżej jak wyżej

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

### 2. Dane punktu poboru energii elektrycznej PPE nr 1:

Nazwa:																													
Określenie obiektu																													
Adres:										Kod pocztowy										Miejscowość									
Ulica										Numer obiektu lub działki										Nr lokalu									
Numer licznika:										Grupa taryfowa:										Planowana średnioroczna ilość energii w kWh									
Numer ewidencyjny / Kod PPE punktu poboru (Odbiorcy)*:																													

Pozostałe punkty poboru energii elektrycznej wyszczególniono w Załączniku/Załącznikach nr .....

### 4. Dane dotychczasowego Sprzedawcy

Energia Euro Park Sp. z o.o. <input type="checkbox"/> jak niżej <input type="checkbox"/> brak- pierwszy wybór sprzedawcy po przyłączeniu <input type="checkbox"/>																													

Nazwa

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

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

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

- zawarcie z Energia Euro Park Sp. z o.o. umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- aktualizację danych dotyczących sprzedawcy energii elektrycznej w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

6. Dane nowego Sprzedawcy:

Nazwa

REGON

NIP

**Adres:**

Kod pocztowy

Pocztą

Miejscowość

Ulica

Numer domu

Nr lokalu

Numer telefonu

**Kod Identyfikacyjny Sprzedawcy**

Kod Identyfikacyjny UR

7. Umowa Sprzedaży Energii Elektrycznej

Nr umowy sprzedaży

 -  - 

Dzień, miesiąc, rok zawarcia umowy

 -  - 

Dzień, miesiąc, rok - rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej

nieokreślony 

Okres obowiązywania umowy

określony  -  - 

Dzień, miesiąc, rok

8. Oznaczenie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe

Sprzedawca określony w pkt 5.  jak niżej

Nazwa

Kod Identyfikacyjny UR

9. Sprzedawca wnioskuję o przyjęcie do realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt 6.

10. URD oświadcza, że wyraża zgodę na zawarcie przez Energia Euro Park, w swoim imieniu i na swoją rzecz, umowy ze Sprzedawcą rezerwowym.

Wyrażam(y) zgodę na przetwarzanie danych osobowych do celów realizacji zmiany sprzedawcy energii, zgodnie z ustawą o ochronie danych osobowych.

\* w przypadku braku posiadania tych danych, pola nie wypełniać

.....  
czytelny podpis Odbiorcy

.....  
pieczęć i czytelny podpis nowego Sprzedawcy

.....  
data

ZAŁĄCZNIK NR ..... DO ZGŁOSZENIA UMOWY SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ  
DLA ODBIORCY PRZYŁĄCZONEGO DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ENERGIA EURO PARK

**Dane punktu poboru energii elektrycznej PPE nr .....**

**Nazwa:**

*Określenie obiektu*

**Adres:**

*Kod pocztowy*

*Miejscowość*

*Nr lokalu*

*Ulica*

*Numer obiektu lub działki*

*Nr lokalu*

**Numer licznika:**

**Grupa taryfowa:**

**Planowana średnioroczna ilość energii w kWh**

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

**Dane punktu poboru energii elektrycznej PPE nr .....**

**Nazwa:**

*Określenie obiektu*

**Adres:**

*Kod pocztowy*

*Miejscowość*

*Nr lokalu*

*Ulica*

*Numer obiektu lub działki*

*Nr lokalu*

**Numer licznika:**

**Grupa taryfowa:**

**Planowana średnioroczna ilość energii w kWh**

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

**Dane punktu poboru energii elektrycznej PPE nr .....**

**Nazwa:**

*Określenie obiektu*

**Adres:**

*Kod pocztowy*

*Miejscowość*

*Nr lokalu*

*Ulica*

*Numer obiektu lub działki*

*Nr lokalu*

**Numer licznika:**

**Grupa taryfowa:**

**Planowana średnioroczna ilość energii w kWh**



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

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

.....

*czytelny podpis Odbiorcy*

*pieczęć i czytelny podpis nowego Sprzedawcy*

.....  
*data*

**Karta aktualizacji IRiESD nr .....**

2. Planowana data wejścia w życie aktualizacji : .....

3. Przedmiot i przyczyny zmian:

.....  
.....  
.....

4. Numery punktów podlegających aktualizacji:

Lp.	Punkt IRiESD	Zestawienie zmian
1.		
2.		
3.		
4.		

5. Nowe brzmienie punktów instrukcji:

.....  
.....  
.....

6. Podpis osoby zatwierdzającej projekt karty aktualizacji w imieniu Energia Euro Park Sp. z o.o.: