PGE Dystrybucja S.A.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

Tekst jednolity obowiązujący od dnia: *październik 2024 r.*

Tekst jednolity uwzględniający zmiany wprowadzone:

- *Kartą aktualizacji nr B/1/2015 IRiESD z dnia 4 maja 2015 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-5(4)/2015 MKo1 z dnia 26 czerwca 2015 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/2/2015 IRiESD z dnia 22 grudnia 2015 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-7(9)/2015/2016/MKo4 z dnia 13 stycznia 2016 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/1/2016 IRiESD z dnia 27 czerwca 2016 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRD.4321.1.1.2016/MKo4 z dnia 7 września 2016 r.*

- *Kartą aktualizacji nr B/1/2017 IRiESD z dnia 09 marca 2017 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.7.2017.LK z dnia 28 kwietnia 2017 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/1/2018 IRiESD z dnia 20 lutego 2018 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.7.2018.ŁW z dnia 14 marca 2018 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/4/2018 IRiESD z dnia 3 października 2018 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.17.2018.ŁW z dnia 29 listopada 2018 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/5/2018 IRiESD z dnia 27 listopada 2018 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.23.2018.ŁW z dnia 9 stycznia 2019 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/2/2018 IRiESD z dnia 21 listopada 2018 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.29.2018.ŁW z dnia 18 kwietnia 2019 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/3/2018 IRiESD z dnia 20 sierpnia 2018 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.13.2018.ŁW z dnia 23 sierpnia 2019 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/1/2020 IRiESD z dnia 16 lipca 2020 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.12.2020.MZS z dnia 12 sierpnia 2020 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/3/2020 IRiESD z dnia 22 września 2020 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.17.2020.MZS z dnia 26 listopada 2020 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/1/2021 IRiESD z dnia 26 marca 2021 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.1.2021.AOr.JPa2 z dnia 22 kwietnia 2021 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/2/2021 IRiESD z dnia 9 września 2021 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.10.2021.AOr z dnia 3 lutego 2022 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/1/2022 IRiESD z dnia 9 czerwca 2022 r. zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.4.2022.ŁW z dnia 3 lutego 2023 r. z wyłączeniem nowego Załącznika nr 6 do IRiESD, który obowiązuje od 12 września 2023 r. zatwierdzony decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.4.2022.ŁW z dnia 12.06.2023 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/1/2023 IRiESD wersja 2.0 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.5.2023.AOr.JPa2 z dnia 16 maja 2023 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/2/2023 IRiESD wersja 2.0 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.11.2023.ŁW z dnia 18 lipca 2023 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/3/2023 IRiESD wersja 2.0 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.15.2023.LK z dnia 31.08.2023 r. - obowiązuje od 15 września 2023 r. z wyłączeniem zmian zawartych w pkt III Karty aktualizacji nr B/3/2023, które wchodzą w życie od uruchomienia produkcyjnego Centralnego systemu informacji rynku energii*
- *Kartą aktualizacji nr B/5/2023 IRiESD wersja 3.0 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.22.2023.LK z dnia 20 września 2023 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/4/2023 IRiESD wersja 2.0 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.26.2023.ŁW z dnia 22 września 2023 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/1/2024 IRiESD wersja 1.0 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.5.2024.AOr z dnia 19.04.2024 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/3/2024 IRiESD wersja 2.0 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.8.2024.ŁW z dnia 4 czerwca 2024 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/2/2024 IRiESD wersja 2.0 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.12.2024.AOr z dnia 23 lipca 2024 r.*
- *Kartą aktualizacji nr B/5/2024 IRiESD wersja 2.0*
- *Kartą aktualizacji nr B/4/2024 IRiESD wersja 2.0*
- *Kartą aktualizacji nr B/8/2024 IRiESD wersja 1.0*

SPIS TREŚCI

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 6

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE 6
I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 13
I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ PGE DYSTRYBUCJA S.A. 13
I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO 15
I.5. REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ 17

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGE DYSTRYBUCJA S.A. 19

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA 19
II.2. ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH, KTÓRYCH SIECI DYSTRYBUCYJNE POSIADAJĄ BEZPOŚREDNIE POŁĄCZENIE Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ 33
II.3. ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ 34
II. 4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 39
II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO PGE DYSTRYBUCJA S.A. PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 65
II.6. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ 70

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI 72

III.1. PRZEPISY OGÓLNE 72
III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI 73
III.2.5. WYMAGANIA DLA OBIEKTÓW ISTOTNYCH Z PUNKTU WIDZENIA PLANU OBRONY SYSTEMU LUB PLANU ODBUDOWY 73
III.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO MODERNIZACJI LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI 76
III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH 76
III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA 77
III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH 78
III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH 78
III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO 79
III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA 79
III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH 79
III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC 80

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 81

IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ 81
IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 82
IV.3. WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 82
IV.4. WYMAGANIA DLA UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI 97
IV.5. REDYSPONOWANIE NIERYNKOWE 99

V. WSPÓŁPRACA PGE DYSTRYBUCJA S.A. Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU 101

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 104

VI.1. OBOWIĄZKI PGE DYSTRYBUCJA S.A. 104

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH PGE DYSTRYBUCJA S.A. 105
VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ 106
VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ 107
VI.5. UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 108
VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 108
VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE 110

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGE DYSTRYBUCJA S.A. 112

VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU. 113

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 113
VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ 116
VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ 117
VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU 121

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 124

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE 125

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE 125
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY 126
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO 127
A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY LUB UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA 131
A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH 136
A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDN Z PGE DYSTRYBUCJA S.A. W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH 141
A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ 144
A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI 146
A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUGI IRP I USŁUGI IZP 148
A.11. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUG BILANSUJĄCYCH 159

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD 163

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH 166

C.1. WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 166
C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA SMMDD SPRZEDAWCY MACIERZYSTEGO 173
C.3. ZASADY STOSOWANIA UKŁADÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWEYCH WYKORZYSTYWANYCH DO PRZEDPŁATOWEJ FORMY ROZLICZEŃ 177

D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA PRZEZ PGE DYSTRYBUCJA S.A. DO REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ I UMÓW KOMPLEKSOWYCH 178

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE 178
D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDO 179

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO 181

F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW 183

G. ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI I UDOSTĘPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA 184

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE 198

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 203

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI 205

I. OZNACZENIA SKRÓTÓW 206
II. POJĘCIA I DEFINICJE 211

***ZAŁĄCZNIK NR 1* 232**

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ORAZ MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 232

***ZAŁĄCZNIK NR 2 USUNIĘTY* 256**

***ZAŁĄCZNIK NR 5* 258**

ZASIĘG TERYTORIALNY POSZCZEGÓLNYCH ODDZIAŁÓW PGE DYSTRYBUCJA S.A. 258

***ZAŁĄCZNIK NR 6* 264**

ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI 264

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1.1. PGE Dystrybucja Spółka Akcyjna (zwana dalej PGE Dystrybucja S.A.) jako Operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.

I.1.2. PGE Dystrybucja S.A. jako Operator systemu dystrybucyjnego posiadającego bezpośrednie połączenie z sieciami przesyłowymi (Operator sytemu dystrybucyjnego typu OSDp) prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A.”), zgodnie z niniejszą IRiESD.

I.1.3. IRiESD spełnia w szczególności wymagania:

1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, – zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (Dz. U. z 2024 r., poz. 266 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
2) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE” (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093),
3) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz. U. z 2024 r., poz. 1361 z późn. zmianami),
4) koncesji PGE Dystrybucja S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/42D/19029/W/2/2010/BT z dnia 31 sierpnia 2010 r. wraz z późn. zmianami,
5) decyzji Prezesa URE nr URE DPE-4711-18(3)/19029/2010/MW z dnia 31 sierpnia 2010 r. o wyznaczeniu PGE Dystrybucja Spółka Akcyjna operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
6) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP),
7) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2024 r., poz. 725 z późn.zmianami),
8) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz. U. z 2023 r., poz. 1465) z późn. zmianami,
9) Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja S.A.,
10) zawarte w:
    a) rozporządzeniu 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. z późn. zmianami) - 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 112/1 z 27.4.2016 r. z późn. zmianami) - NC RfG,

c) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016 r.) - 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 241/1 z 8.9.2016 r.) - 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 220/1 z 25.8.2017 r. z późn. zmianami) - 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 312/54 z 28.11.2017 r. z późn. zmianami) - NC ER;

zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”,

11) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy” (Dz. U. z 2023 r., poz. 2131),

12) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2024 r., poz. 1289).

I.1.4. Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD – PGE Dystrybucja S.A. w celu realizacji ustawowych zadań przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, a także dokumenty przyjęte na podstawie Kodeksów sieci.

I.1.5. IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych PGE Dystrybucja S.A. przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji, planowania rozwoju tych sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci PGE Dystrybucja S.A., w szczególności dotyczące:

1) przyłączania urządzeń wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, 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,
10) wymagań technicznych dla instalacji zarządzania popytem,
11) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej,
12) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
13) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.

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

I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

1) Operatora systemu dystrybucyjnego - PGE Dystrybucja S.A.,
2) wytwórców oraz posiadaczy magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
4) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie i dostawców usług bilansujących,
5) sprzedawców,
6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

1) operatorzy systemów dystrybucyjnych,
2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
3) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców,
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 ustawą Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,
2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,
6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,
8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
    a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu danych pomiarowych, w szczególności systemów zdalnego odczytu, zapewniającej efektywną współpracę z operatorami systemów elektroenergetycznych, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz OIRE,
    b) pozyskiwanie, przetwarzanie i przekazywanie informacji rynku energii do CSIRE,
    c) opracowywanie i aktualizację oraz przekazywanie drogą elektroniczną OIRE profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESD,
    d) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,
    e) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:

(i) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi PGE Dystrybucja S.A. zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,

(ii) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A.,

(iii) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,

(iv) informacji o sprzedawcy rezerwowym działającym na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A. wraz z adresem strony internetowej tego sprzedawcy, na której opublikował on informację o cenie energii elektrycznej sprzedawanej w ramach sprzedaży rezerwowej i o warunkach jej świadczenia, a także wzór umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej;

11) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego 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 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 lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV.

I.1.9. Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej jest realizowane przez Operatora systemu przesyłowego, w sposób zapewniający bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego i równe traktowanie stron.

I.1.10. Zgodnie z przepisami ustawy o rynku mocy oraz RRM, PGE Dystrybucja S.A. jest odpowiedzialna, w odniesieniu do PPE przyłączonych do swojej sieci dystrybucyjnej, w szczególności za:

1) bezpośredni udział w procesie certyfikacji ogólnej,

2) przekazywanie OSP, za pośrednictwem CSIRE, danych pomiarowych na potrzeby przeprowadzania testów,

3) przekazywanie OSP, za pośrednictwem CSIRE, danych pomiarowych na potrzeby

weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego oraz procesu rozliczeń,

4) przekazywanie OSP, za pośrednictwem CSIRE, danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji oświadczenia potwierdzającego dostarczanie mocy do systemu przez jednostkę rynku mocy w procesie monitorowania realizacji umów mocowych,

5) współpracę z OSP w ramach zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych,

6) przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci PGE Dystrybucja S.A. i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do KSE.

I.1.11. PGE Dystrybucja S.A. ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań zgodnie z obowiązującym prawem.

I.1.12. PGE Dystrybucja S.A. nie ponosi odpowiedzialności za skutki działań lub skutki zaniechania działań innych operatorów systemów elektroenergetycznych.

I.1.13. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

7) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,

8) rozwiązanie z PGE Dystrybucja S.A. umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

I.1.14. PGE Dystrybucja S.A. udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.

I.1.15. IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

I.1.16. IRiESD oraz wszelkie jej zmiany wchodzą w życie z datą określoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w decyzji zatwierdzającej IRiESD lub jej zmiany.

I.1.18. W zależności od potrzeb, PGE Dystrybucja S.A. przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.

I.1.19. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.

I.1.20. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

I.1.21. W przypadku zmiany IRiESD w trybie wydania Karty aktualizacji zawiera ona specyfikację zmian IRiESD.

Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.

I.1.22. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej. Wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, PGE Dystrybucja S.A. publikuje na swojej stronie internetowej komunikat informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz terminie przewidzianym na konsultacje. Dodatkowo, PGE Dystrybucja S.A. publikuje dokument wyjaśniający, zawierający informację o przedmiocie i przyczynie wprowadzanych zmian, a także o planowanym terminie ich wejścia w życie.

I.1.23. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od dnia opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.

I.1.24. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje zmian IRiESD, PGE Dystrybucja S.A.:

a) dokonuje analizy otrzymanych uwag i propozycji,

b) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informacje o sposobie ich uwzględnienia oraz w uzasadnionych przypadkach, zestawienie własnych uzupełnień lub korekt, których potrzeba wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag i propozycji użytkowników systemu lub jeżeli mają one charakter redakcyjny bądź pisarski, lub polegają na usunięciu oczywistej omyłki,

c) opracowuje nową wersję IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi i propozycje oraz ewentualne korekty PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z informacjami przedstawionymi w raporcie z procesu konsultacji,

d) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia nową wersję IRiESD albo Kartę aktualizacji oraz przekazuje dokument wyjaśniający i raport z procesu konsultacji,

e) publikuje na swojej stronie internetowej komunikat o przedłożeniu Prezesowi URE nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, dokument wyjaśniający i raport z procesu konsultacji.

I.1.25. IRiESD albo Kartę aktualizacji przedłożoną do zatwierdzenia przez Prezesa URE oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, PGE Dystrybucja S.A. publikuje na swojej stronie internetowej.

Zatwierdzoną przez Prezesa URE IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z tekstem ujednoliconym IRiESD, a także informację o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, PGE Dystrybucja S.A. publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

I.1.26. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A. lub korzystający z usług świadczonych przez PGE Dystrybucja S.A., są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i ogłoszonej w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.1.27. Odpowiedzialność PGE Dystrybucja S.A. oraz sprzedawców za niewykonanie bądź niewłaściwe wykonanie obowiązków wynikających z IRiESD jest określona w umowach, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.

I.1.28. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym regulowanym w TCM, stąd:

1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie podejmie działania

mające na celu wyeliminowania tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRiESD,

2) w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESD, odstępstwa od stosowania przepisów Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.

I.1.29. Postanowienia IRiESD w zakresie w jakim dotyczą Prosumenta wirtualnego wchodzą w życie z dniem 2 lipca 2024 r.

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 parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

I.2.2. PGE Dystrybucja S.A. na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.

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

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

I.3.1. PGE Dystrybucja S.A. świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej (dalej „usługi dystrybucji") na warunkach określonych w:

1) koncesji, o której mowa w pkt I.1.3. ppkt 4),
2) Taryfie PGE Dystrybucja S.A.,
3) umowie dystrybucji albo umowie kompleksowej,
4) IRiESD,
5) TCM,
6) procedurach określonych w wykonaniu obowiązków wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943.

Usługa dystrybucji obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

1) niezawodności dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym,
2) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

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

1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w pkt VIII., i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
2) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscu przygotowanym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej,
3) powiadamia odbiorców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
4) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
5) pozyskuje, przetwarza i przekazuje informacje rynku energii do CSIRE,
6) umożliwia użytkownikowi systemu wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną lub odebraną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
7) informuje użytkownika systemu, którego urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A., albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, o konieczności spełnienia wymagań technicznych w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej zgodnych z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, wynikającym w szczególności z Polskich Norm lub norm wydawanych przez reprezentatywne krajowe lub międzynarodowe organizacje,
8) opracowuje i aktualizuje oraz przekazuje drogą elektroniczną OIRE standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano LZO, a także uwzględnia zasady ich stosowania w IRiESD,
9) wdraża procedury zmiany sprzedawcy oraz je uwzględnia w IRiESD,
10) udostępnia lub przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy, podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, wytwórcę energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej - za pośrednictwem CSIRE.

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. PGE Dystrybucja S.A. określa odpowiednio wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji i udostępnia te wzory na swojej stronie internetowej w wersji umożliwiającej ich uzupełnienie w postaci elektronicznej.

Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dla podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej I lub II określa co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP

I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.

I.3.6. Pkt I.3.4. stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia przez podmiot przyłączany lub przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci tych podmiotów.

I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.

I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie PGE Dystrybucja S.A. do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

I.3.9. Zapisy pkt I.3.1. oraz I.3.2. dotyczące odbiorców stosuje się do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.

I.3.10. Sprawę z wniosku o określenie warunków przyłączenia lub zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, rozpatruje się za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną, w przypadku gdy wniosek lub zgłoszenie zostały złożone w postaci elektronicznej lub składający wniosek lub zgłoszenie w postaci papierowej wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w drodze elektronicznej.

I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

I.4.1. PGE Dystrybucja S.A. świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu, 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 PGE Dystrybucja S.A. opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

I.4.3. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje i zapewnia realizację programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tego programu, zwanego programem zgodności.

I.4.4. PGE Dystrybucja S.A. stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności PGE Dystrybucja S.A. stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci,

2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
4) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt VIII.4.1., o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci PGE Dystrybucja S.A.,
5) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
6) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnej Taryfy PGE Dystrybucja S.A.,
7) 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, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 8), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
8) na wniosek odbiorcy dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w pkt VIII. i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów; koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie PGE Dystrybucja S.A.
9) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie PGE Dystrybucja S.A. za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w pkt VIII. albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
10) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 5) lub 8).

PGE Dystrybucja S.A. 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.

I.4.5. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a Ustawy OZE, mogą wystąpić z wnioskiem do PGE Dystrybucja S.A. o:

1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu,
2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie i przepisach wydanych na jej podstawie,
3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy.

I.4.6. W przypadku otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt I.4.5. PGE Dystrybucja S.A.:

1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego,

2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie oraz przepisach wydanych na jej podstawie,

3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należący do odbiorcy końcowego, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy.

I.4.7. PGE Dystrybucja S.A., w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a Ustawy OZE.

I.4.8. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w pkt I.4.5. ppkt 1) i 3). PGE Dystrybucja S.A. publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z pkt I.4.5. i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu.

I.5. REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

I.5.1. PGE Dystrybucja S.A. prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:

1) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,

2) stanowiących część sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,

3) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A..

Rejestr magazynów energii elektrycznej jest prowadzony zgodnie ze wzorem określonym w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 października 2021 r. w sprawie rejestru magazynów energii elektrycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2010).

I.5.2. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW oraz nie większej niż 10MW.

I.5.3. PGE Dystrybucja S.A. wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt I.5.4.

W przypadku gdy właściwym do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., może być więcej niż jeden Operator, wpisu do tego rejestru dokonuje Operator wybrany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.

I.5.4. W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci PGE Dystrybucja S.A., posiadacz tego magazynu przekazuje PGE Dystrybucja S.A. informację, zgodnie z wzorem i zakresem określonym w przepisach wydanych na podstawie Ustawy, w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji.

I.5.5. Rejestr, o którym mowa w pkt I.5.1., jest jawny i udostępniany przez PGE Dystrybucja S.A. na stronie internetowej, z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej, lub podlegających ochronie danych osobowych.

I.5.6. Posiadacz magazynu energii elektrycznej powiadamia PGE Dystrybucja S.A. o wszelkiej zmianie danych określonych w rozporządzeniu, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zmiany tych danych. PGE Dystrybucja S.A. aktualizuje dane w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.

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

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez PGE Dystrybucja S.A. albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w punkcie II.1.19..

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., z wyłączeniem mikroinstalacji przyłączanych na podstawie zgłoszenia, obejmuje:

1) pozyskanie przez podmiot od PGE Dystrybucja S.A., wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji”),
2) złożenie przez podmiot u PGE Dystrybucja S.A., wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez PGE Dystrybucja S.A. Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej. Wnioski w formie elektronicznej mogą być opatrzone kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub profilem zaufanym ePUAP; datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez PGE Dystrybucja S.A. kompletnego wniosku spełniającego wymagania, o których mowa w IRiESD,
3) w przypadku wniosku dla mikroinstalacji, sporządza się go na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym, albo w postaci papierowej opatrzonej podpisem własnoręcznym i składa się:
   a) z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344), w tym elektronicznej skrzynki podawczej w rozumieniu art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2070) lub publicznej usługi rejestrowanego doręczenia elektronicznego na adres do doręczeń elektronicznych wpisany do bazy adresów elektronicznych, o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 18 listopada 2020 r. o doręczeniach elektronicznych (Dz. U. z 2020r. poz. 2320 z późn. zm.), lub publicznej usługi hybrydowej w rozumieniu art. 2 pkt 7 tej ustawy – w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej albo,
   b) za pośrednictwem operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 1041 z późn. zm.) lub placówki pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, lub osobiście w siedzibie PGE Dystrybucja S.A. – w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci papierowej.

Wniosek dla mikroinstalacji rozpatruje się w postaci elektronicznej, w przypadku gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt a) lub gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt b) i składający wniosek wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w postaci elektronicznej

4) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez PGE Dystrybucja S.A., zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci; zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia. Datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku bankowego PGE Dystrybucja S.A.. Zaliczka nie może być wniesiona przez podmiot trzeci na rzecz wnioskodawcy. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej zawierają pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki,
5) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie zwraca zaliczkę,
6) jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku lub wymagań określonych w art. 7 Ustawy lub został złożony niezgodnie z wzorem udostępnionym przez PGE Dystrybucja S.A., PGE Dystrybucja S.A. wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie tego wniosku bez rozpoznania,
7) w przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie, wniosek o określenie warunków przyłączenia pozostawia się bez rozpoznania, o czym PGE Dystrybucja S.A. informuje wnioskodawcę,
8) w przypadku, gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez PGE Dystrybucja S.A., PGE Dystrybucja S.A. w terminie 7 dni kalendarzowych od daty wpływu wniosku wzywa składającego wniosek do jego uzupełnienia lub poprawienia w wyznaczonym terminie, nie krótszym jednak niż 30 dni kalendarzowych od dnia doręczenia wezwania.

   Nadanie w terminie uzupełnionego lub poprawionego wniosku dla mikroinstalacji w polskiej placówce pocztowej operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe lub w placówce pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym albo wniesienie go za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną w postaci elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym jest równoznaczne z wniesieniem go w terminie.

   Wniosek dla mikroinstalacji nieuzupełniony lub niepoprawiony w terminie wyznaczonym przez PGE Dystrybucja S.A. pozostawia się bez rozpatrzenia.

9) PGE Dystrybucja S.A. na żądanie wnioskodawcy, potwierdza w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, określając w szczególności datę jego złożenia,
10) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem:
    a) przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
    b) przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub
    c) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
    d) przyłączanej jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW, lub
    e) przyłączanej instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW,
11) PGE Dystrybucja S.A. zapewnia sporządzenie ekspertyzy, w tym także na żądanie Prezesa URE. wydanie przez PGE Dystrybucja S.A. warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie, w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej,
12) zawarcie umowy o przyłączenie,
13) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
14) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. PGE Dystrybucja S.A. zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,
15) pozyskania ostatecznego pozwolenia na użytkowanie obiektu w przypadkach, o których mowa w NC RfG,
16) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.

II.1.4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSD) składa wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu przyszłej sieci w zakresie poboru energii elektrycznej. Wydanie warunków przyłączenia przez PGE Dystrybucja S.A. dla takiej przyszłej sieci, nie gwarantuje możliwości przyłączenia do niej magazynów energii elektrycznej i źródeł energii. Przyłączanie do takiej sieci magazynów energii elektrycznej i źródeł energii elektrycznej, odbywa się

z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z PGE Dystrybucja S.A., określonych w IRiESD, w szczególności w pkt II.1.14. oraz II.1.15. Przekazanie projektu warunków przyłączenia stanowi potwierdzenie złożenia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie magazynów energii elektrycznej i źródła energii elektrycznej poprawnego i kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz spełnienia wszystkich wymagań formalnych, w tym w szczególności dotyczących wniesienia zaliczki ustawowej wynikającej z art. 7 ust. 8a Ustawy oraz posiadania dokumentu spełniającego dyspozycję przepisu art. 7 ust. 8d Ustawy, w związku z art. 7 ust. 8d[1] Ustawy.

II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia oraz zgłoszenia, o którym mowa w pkt. II.1.19., określa oraz udostępnia PGE Dystrybucja S.A.. Wniosek i zgłoszenie dostępne są na stronie internetowej www.pgedystrybucja.pl, w siedzibach Oddziałów i Rejonów Spółki.

II.1.6. 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 II grupy przyłączeniowej zawierają co najmniej taki zakres informacji, jaki wzór wniosku ustalony przez OSP.

II.1.7. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy załączyć:

1) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku, z wyłączeniem źródeł zlokalizowanych w polskim obszarze morskim,
2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów,
3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):
   a) wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo
   b) 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. z 2021 r., poz. 1484, z późn. zmianami.), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo
   c) 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 2023 r. poz. 960, z późn. zmianami.), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim,

4) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,

5) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,

6) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,

7) wykaz nieruchomości, na których jest planowana budowa przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji lub sieci, oraz obiektów lub lokali, w których jest planowana ich budowa, wraz z planem zabudowy albo szkicem sytuacyjnym określającym ich usytuowanie względem istniejącej sieci oraz sąsiednich nieruchomości, a w przypadku urządzeń lub instalacji lokalizowanych na polskim obszarze morskim – wskazanie współrzędnych geograficznych obszaru, na którym jest planowane ich usytuowanie,

8) pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu.

II.1.8. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci, na system elektroenergetyczny, określa PGE Dystrybucja S.A.. W przypadku:

1) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II,
2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV,
3) instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW,

zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.9. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3., określają w szczególności:

1) miejsce przyłączenia,
2) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
3) miejsce rozgraniczenia własności sieci PGE Dystrybucja S.A. i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,
4) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
5) moc przyłączeniową,
6) rodzaj przyłącza,
7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy,
9) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,
10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,

11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i sposobu pozyskiwania danych z systemu pomiarowego,
12) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
    a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączeń,
    b) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub trwań,
14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
15) 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 urządzenia, instalacje lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,
    d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie,
16) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
17) dane i informacje dotyczące sieci niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,
18) schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci PGE Dystrybucja S.A. i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej I, II lub III,
19) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
20) przewidywany harmonogram przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac,
21) wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas postoju wymagającego zasilania potrzeb własnych oraz wprowadzania przez wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do sieci wyprodukowanej lub zmagazynowanej energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej - w przypadku przyłączenia wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne.

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

1) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło lub magazyn energii;
4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej - dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło lub magazyn energii;
5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do II grupy przyłączeniowej.

W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV terminy określone w pkt 4) i 5) liczone są od dnia wniesienia zaliczki.

Do terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności, terminów na uzupełnienie wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci, okresów opóźnień spowodowanych z winy podmiotu wnioskującego o przyłączenie albo z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego.

W szczególnie uzasadnionych przypadkach PGE Dystrybucja S.A. może przedłużyć terminy określone powyżej o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla poszczególnych grup przyłączeniowych za uprzednim zawiadomieniem podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia.

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

Wnioskodawca może zrezygnować z realizacji warunków przyłączenia przed upływem terminu ważności warunków przyłączenia, o czym wnioskodawca informuje PGE Dystrybucja S.A. W przypadku rezygnacji z warunków przyłączenia tracą one ważność z dniem poinformowania PGE Dystrybucja S.A. o rezygnacji z ich realizacji.

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

II.1.13. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub połączenia sieci dystrybucyjnych uzgadnia się z OSP w przypadku:
1) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II,
2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV,
3) instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

OSDn albo przedsiębiorstwa energetyczne niebędące operatorem, w przypadkach, o których mowa powyżej, dokonują uzgodnień z OSP za pośrednictwem OSD, do którego sieci są połączeni.

Uzgodnienie obejmuje:

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

Przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej I lub II, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci przedsiębiorstwo to jest przyłączone.

II.1.14. OSDn oraz przedsiębiorstwa energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V, uzgadniają je z OSD (załączając do nich komplet dokumentacji, na podstawie której przygotowano warunki przyłączenia, w tym ekspertyzę wpływu przyłączanego źródła na KSE, o której mowa w art. 7 ust. 8e Ustawy), z którego siecią ten OSDn lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

Uzgodnienie przez PGE Dystrybucja S.A. następowało będzie po pozytywnej ocenie istnienia warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia źródła energii elektrycznej przeprowadzonej na moment otrzymania projektu warunków przyłączenia.

II.1.15. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt II.1.13. jest realizowane po przekazaniu przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

1) kopią wniosku podmiotu do PGE Dystrybucja S.A. o określenie warunków przyłączenia,
2) ekspertyzą wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE.

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

II.1.16. W przypadku, gdy PGE Dystrybucja S.A. 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, PGE Dystrybucja S.A. określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

II.1.17. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, PGE Dystrybucja S.A. 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, PGE Dystrybucja S.A. wydaje warunki przyłączenia;
2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, PGE Dystrybucja S.A. 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.1.18. W przypadku, gdy PGE Dystrybucja S.A. odmówi przyłączenia do sieci dystrybucyjnej z braku ekonomicznych warunków przyłączenia, o których mowa w ustawie Prawo Energetyczne, za przyłączenie do sieci PGE Dystrybucja S.A. 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.1.19. W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., 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 PGE Dystrybucja S.A., po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. Do zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji stosuje się zapisy pkt II.1.2. ppkt 3). W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci.

Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi PGE Dystrybucja S.A..

Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy oraz niniejszej IRiESD, w szczególności Załącznika nr 1.

PGE Dystrybucja S.A. publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A..

PGE Dystrybucja S.A. potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia oraz dokonuje przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.

II.1.20. Zgłoszenie, o którym mowa w punkcie II.1.19., zawiera w szczególności:

1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, dane osoby upoważnionej do kontaktu oraz adres korespondencyjny,
2) dane dotyczące lokalizacji obiektu w którym zainstalowano mikroinstalację, w tym numer licznika lub kod punktu poboru energii (PPE),
3) rodzaj mikroinstalacji,
4) moc zainstalowaną elektryczną,
5) moc znamionową falownika po stronie AC - w przypadku przyłączenia poprzez falownik,
6) typ instalacji, w której ma być zainstalowana mikroinstalacja,
7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,
8) oświadczenie, że mikroinstalacja jest wybudowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz spełnia wymogi techniczne i eksploatacyjne zawarte w art. 7a Ustawy,

9) oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej o treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań,
10) planowany termin przyłączenia,
11) potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.

II.1.21. 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 2021r., poz. 162 z późn. zmianami) niebędącego prosumentem,

informuje PGE Dystrybucja S.A. o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, w zgłoszeniu przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w pkt II.1.19., nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci PGE Dystrybucja S.A..

II.1.22. Wytwórca, o którym mowa w pkt II.1.21., lub Reprezentant prosumentów, o którym mowa w pkt II.1.41. i II.1.42., informuje PGE Dystrybucja S.A. o:
1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji, małej instalacji lub magazynu energii elektrycznej lub ich łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany;
2) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub w małej instalacji – w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji.

II.1.23. Zapisów pkt II.1.21. i II.1.22. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytwarzających energię z biogazu rolniczego niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi.

II.1.24. 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 PGE Dystrybucja S.A., pisemnie informuje PGE Dystrybucja S.A. o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.

II.1.25. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.24 jest obowiązany informować PGE Dystrybucja S.A. 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.1.26. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez PGE Dystrybucja S.A. realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.27. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. powinna zawierać, co najmniej:

1) strony zawierające umowę,
2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
3) termin realizacji przyłączenia,
4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
5) miejsce rozgraniczenia własności sieci PGE Dystrybucja S.A. i instalacji podmiotu przyłączanego,
6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
8) harmonogram przyłączenia,
9) warunki udostępnienia PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A.,
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.1.28. PGE Dystrybucja S.A. 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.1.29. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.28, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.

II.1.30. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A. są regulowane postanowieniami umów. Połączenia międzysystemowe na napięciu 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP wyłącznie w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie jednostek wytwórczych lub obszarów

sieci dystrybucyjnej. Współpraca na tych połączeniach odbywa się według zasad uzgodnionych pomiędzy właściwymi operatorami systemu.

II.1.31. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.2. i II.4. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.

II.1.32. Podmioty zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci z wyłączeniem mikroinstalacji, opracowują instrukcję, o której mowa w pkt.V.9, podlegającą uzgodnieniu z PGE Dystrybucja S.A. przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

II.1.33. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.

II.1.34. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., wskazane przez PGE Dystrybucja S.A. podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują PGE Dystrybucja S.A. dane określone w art. 16 ust. 8 ustawy Prawo energetyczne.

II.1.35. PGE Dystrybucja S.A. uczestniczy w aktualizacji danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych i farm wiatrowych przyłączonych do KSE o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej (dalej „Centralny rejestr jednostek wytwórczych”), zgodnie z zapisami IRiESP.

II.1.36. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej oraz poniżej 50 MW dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A..

II.1.37. Wytwórcy posiadający JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, zobowiązani są dokonać zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych bezpośrednio do OSP, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są do PGE Dystrybucja S.A..

II.1.38. W przypadku wytwórców posiadających JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., obowiązkiem wytwórcy jest informowanie PGE Dystrybucja S.A. o zgłoszeniu do zarejestrowania mocy osiągalnej i zainstalowanej lub o zgłoszeniu zmiany danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych. Informowanie PGE Dystrybucja S.A. odbywa się poprzez przesłanie do PGE Dystrybucja S.A. kopii zgłoszenia, o którym mowa w pkt II.1.37.

II.1.39. Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny może przypisać do jednego PPE, w którym pobiera energię elektryczną, moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnych źródeł energii, która nie przekracza mocy umownej ustalonej dla tego punktu poboru energii, nie większą niż 50 kW.

II.1.40. Moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w pkt II.1.39., ustala się na podstawie:

1) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego;
2) udziału w mocy zainstalowanej elektrycznej przysługującej:
    a) Prosumentowi zbiorowemu lub
    b) Prosumentowi wirtualnemu.

II.1.41. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, informuje PGE Dystrybucja S.A., do sieci którego ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie jej przyłączenia, lokalizacji przyłączenia, rodzaju odnawialnego źródła energii lub magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z zasadami określonymi w pkt II.1.19. dotyczącymi zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji. W przypadku mikroinstalacji wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego, jej przyłączenie w trybie opisanym w zdaniu pierwszym może zostać zrealizowane jedynie, jeżeli w miejscu przyłączenia tej mikroinstalacji istnieje już przyłącze do sieci dystrybucyjnej i moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa niż moc określona w wydanych warunkach przyłączenia dla tego przyłącza.

II.1.42. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z PGE Dystrybucja S.A. umowę o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, w tym umowę o przyłączenie do sieci mikroinstalacji - jeżeli nie jest możliwe zastosowanie do mikroinstalacji procedury określonej w pkt II.1.41.

II.1.43. Zapisy pkt II.1.41. oraz II.1.42. stosuje się również w przypadku, gdy właścicielem lub zarządcą mikroinstalacji lub małej instalacji wykorzystywanych przez Prosumenta zbiorowego lub instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego jest podmiot niebędący tym Prosumentem zbiorowym lub Prosumentem wirtualnym.

II.1.44. Reprezentant prosumentów przekazuje PGE Dystrybucja S.A., do sieci którego przyłączana jest instalacja odnawialnego źródła energii, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z tej instalacji, zgłoszenie instalacji odnawialnego źródła energii zawierające informację o:

1) przysługującym Prosumentom zbiorowym lub Prosumentom wirtualnym udziale, wyrażonym w procentach, w wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii oraz o maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej, wyrażonej w jednostkach mocy, której ten udział odpowiada;
2) adresach oraz kodach PPE poszczególnych Prosumentów wirtualnych lub Prosumentów zbiorowych;
3) zasadach zarządzania instalacją odnawialnego źródła energii oraz zasadach odpowiedzialności za bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację oraz remonty instalacji odnawialnego źródła energii;
4) danych kontaktowych Reprezentanta prosumentów;

5) w przypadku Prosumenta wirtualnego, o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie instalacji odnawialnego źródła energii.

II.1.45. Reprezentant prosumentów przekazuje PGE Dystrybucja S.A. zgłoszenie o każdej zmianie informacji, o których mowa w pkt II.1.44., w terminie 14 dni od dnia zmiany informacji. PGE Dystrybucja S.A. uwzględnia zgłoszoną zmianę w terminie 14 dni od doręczenia kompletnego zgłoszenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

II.2. ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH, KTÓRYCH SIECI DYSTRYBUCYJNE POSIADAJĄ BEZPOŚREDNIE POŁĄCZENIE Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ

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

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

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

II.2.3. Warunki połączenia określają w szczególności:

1) moc przyłączeniową,
2) miejsca przyłączenia sieci różnych OSDp,
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 wyłączania w punktach przyłączenia sieci u obydwu operatorów,
6) miejsce zainstalowania i warunki współpracy EAZ,
7) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
8) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,
9) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

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

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

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

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

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

II.3.1. Zasady odłączania

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

II.3.1.2. PGE Dystrybucja S.A. może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w przypadku złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej.

II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. składany przez podmiot zawiera w szczególności:

a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
b) przyczynę odłączenia,
c) proponowany termin odłączenia.

II.3.1.4. PGE Dystrybucja S.A. ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez PGE Dystrybucja S.A. o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu PGE Dystrybucja S.A. informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.9.

II.3.1.5. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. uzgadnia z PGE Dystrybucja S.A. tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

II.3.1.6. PGE Dystrybucja S.A. uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego i sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu w zakresie, w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.

II.3.1.7. PGE Dystrybucja S.A. uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów, o których mowa w pkt.II.1.15.

II.3.1.8. W uzasadnionych przypadkach, PGE Dystrybucja S.A. sporządza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., określające w szczególności:

a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
b) termin odłączenia,
c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony PGE Dystrybucja S.A. za prawidłowe odłączenie podmiotu,
d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

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

II.3.1.10. PGE Dystrybucja S.A. może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej, rezerwowej umowy kompleksowej albo umowy sprzedaży rezerwowej.

W przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy kompleksowej, rezerwowej umowy kompleksowej albo umowy sprzedaży rezerwowej, proces odłączenia jest inicjowany przez sprzedawcę w CSIRE i realizowany przez PGE Dystrybucja S.A. po otrzymaniu stosownego komunikatu z CSIRE.

II.3.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej

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

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

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

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

II.3.2.3. PGE Dystrybucja S.A., na żądanie sprzedawcy, wstrzymuje, z zastrzeżeniem pkt II.3.2.8., 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.

Sprzedawca, w żądaniu wstrzymania, wskazuje wnioskowaną datę wstrzymania, nie wcześniejszą niż 4 dni robocze od daty przekazania żądania do CSIRE.

II.3.2.4. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię elektryczną, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie ureguluje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania tego powiadomienia.

Przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu, o którym mowa w zdaniu pierwszym, informuje również, że wznowienie dostarczania energii elektrycznej może nastąpić pod nieobecność odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia tego odbiorcy, a także informuje odbiorcę wrażliwego energii elektrycznej o możliwości złożenia wniosku, o którym mowa w pkt II.3.2.17. Urządzenia, instalacje lub sieci odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym powinny być przygotowane przez tego odbiorcę w sposób umożliwiający ich bezpieczną eksploatację po wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, zgodną z odrębnymi przepisami.

II.3.2.5. PGE Dystrybucja S.A. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy podmiot nie dostosował urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia zasilania, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie.

II.3.2.6. PGE Dystrybucja S.A. 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.3.2.5., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

PGE Dystrybucja S.A. wznawia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie po otrzymaniu od sprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie sprzedawcy.

PGE Dystrybucja S.A. wstrzymuje i wznawia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu i systemu pomiarowego zgodnie z poleceniami inicjowanymi bezpośrednio w systemie pomiarowym.

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

Realizacja przez PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez PGE Dystrybucja S.A. 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) - PGE Dystrybucja S.A. może opóźnić wstrzymanie dostarczania energii do czasu wykonania przez odbiorcę czynności usuwających powyższe zagrożenie.

II.3.2.8. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.3.2.4., nie uwzględniło reklamacji, a odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, wystąpił do Koordynatora do spraw negocjacji, zwanego dalej „Koordynatorem", z wnioskiem o rozwiązanie sporu w tym zakresie, dostarczania energii elektrycznej nie wstrzymuje się do czasu rozwiązania sporu przez Koordynatora.
Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.

II.3.2.9. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a odbiorca ten złożył reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane wznowić dostarczanie energii w terminie 3 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji i kontynuować dostarczanie energii do czasu jej rozpatrzenia.

Jeżeli PGE Dystrybucja S.A. na żądanie sprzedawcy wstrzymał dostarczanie energii elektrycznej do odbiorcy w gospodarstwie domowym, z przyczyn określonych w II.3.2.3. lub w przypadku braku zgody odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w pkt. II.3.2.1., i taki odbiorca złożył do sprzedawcy reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, sprzedawca jest zobowiązany złożyć wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11.00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy.

II.3.2.10. W przypadku gdy reklamacja, o której mowa w pkt. II.3.2.9., nie została pozytywnie rozpatrzona przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorca wymieniony w pkt. II.3.2.9., wystąpił do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozpatrzenie sporu w tym zakresie, przedsiębiorstwo, o którym mowa w pkt. II.3.2.9., jest obowiązane kontynuować dostarczanie energii do czasu wydania decyzji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

II.3.2.11. Przepisów pkt. II.3.2.9. oraz II.3.2.10. nie stosuje się w przypadku, gdy wstrzymanie dostarczania energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w II.3.2.1.a) albo rozwiązania sporu przez Koordynatora na niekorzyść odbiorcy.

II.3.2.12. W przypadku, o którym mowa w pkt. II.3.2.3., PGE Dystrybucja S.A. bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jednak nie później niż w terminie 4 dni roboczych od dnia otrzymania żądania.

II.3.2.13. W przypadku wystąpienia:

a) masowych awarii sieci elektroenergetycznych,

b) przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,

c) konieczność wykonania wyłączeń planowych,

d) braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii,

termin, o którym mowa w pkt. II.3.2.12. może ulec wydłużeniu.

II.3.2.14. Wymiana informacji, o których mowa w pkt II.3.2., między PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem CSIRE.

II.3.2.15. W przypadku, gdy odbiorca wrażliwy energii elektrycznej złoży wniosek do PGE Dystrybucja S.A. o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, PGE Dystrybucja S.A. jest obowiązany zainstalować taki układ, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku. W takim przypadku koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi PGE Dystrybucja S.A..

II.3.2.16. PGE Dystrybucja S.A., w tym na żądanie sprzedawcy, w przypadku zaległości w płatnościach za energię elektryczną lub świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej, nie wstrzymuje dostarczania energii elektrycznej:

a) odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej,

b) odbiorcy w gospodarstwie domowym, jeżeli ten odbiorca lub członek jego gospodarstwa domowego jest osobą objętą opieką długoterminową domową, w związku z przewlekłą niewydolnością oddechową, wymagającą wentylacji mechanicznej,

w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca oraz w soboty, w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni bezpośrednio poprzedzające te dni.

Sprzedawca nie może żądać wstrzymania dostarczania energii elektrycznej odbiorcom, o których mowa w lit. a) i b):

– w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca,

– w soboty lub w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni bezpośrednio poprzedzające te dni.

Powyższych zapisów nie stosuje się w przypadkach wstrzymania dostarczania energii, z przyczyn o których mowa w pkt II.3.2.1. lit. a) oraz b).

II. 4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK 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 PGE Dystrybucja S.A., muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

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

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

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

II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt.VIII.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt.VIII.1. niniejszej IRiESD.

II.4.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji dotyczącej wymagań technicznych, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.

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

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

II.4.1.7. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci , funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci określają przepisy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r., z późn. zm., zwane dalej „rozporządzeniem 2019/943”), przepisy wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, postanowienia TCM przyjętych na podstawie rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, załącznik nr 1 do Rozporządzenia systemowego oraz niniejsza IRiESD.

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 zwarciowych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

II.4.2.2. PGE Dystrybucja S.A. określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w koordynowanej sieci 110 kV są obliczane przez Operatora systemu przesyłowego lub PGE Dystrybucja S.A. w uzgodnieniu z OSP.

II.4.2.3. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci 110 kV, SN i nN, określone są w pkt.II.4.5.

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.4.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP oraz w TCM.

II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt. II.4.3.1 są ustalane pomiędzy wytwórcą, a PGE Dystrybucja S.A., z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.

II.4.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt. II.4.3.2 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

a) układów wzbudzenia,
b) układów regulacji napięcia,
c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (Układ ARNE),
d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
e) urządzeń regulacji pierwotnej,
f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki,
k) magazynu energii elektrycznej, gdy jest częścią jednostki wytwórczej.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

II.4.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej np. spowodować pogorszenia

parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

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

II.4.5.1. Wymagania ogólne

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

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

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

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

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

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

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

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

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

II.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.

Dla rozdzielni w układzie typu H dopuszcza się stosowanie pojedynczej baterii akumulatorowej zasilającej jedną sekcję rozdzielni potrzeb własnych prądu stałego.

II.4.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku zasilania z sieci elektroenergetycznej zapewniać ciągłość pracy dla układów i urządzeń EAZ (w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnicy prądu stałego w wymaganych granicach), przez okres co najmniej:

1) 24 godz. – dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER,

2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.

II.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110 kV.

II.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.

II.4.5.1.14. Układy i urządzenia EAZ wyposaża się 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 rozdzielnicy 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 110 kV, zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV wyposażone w EAZ. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.

II.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.4.5.1.19. Elementy rozdzielni NN będące własnością PGE Dystrybucja S.A. w zakresie wyposażenia:

1) w EAZ - podlegają wymaganiom IRiESP,
2) w środki komunikacji, w tym komunikacji realizowanej między urządzeniami EAZ - podlegają wymaganiom IRiESD.

II.4.5.2. Wymagania dla sieci 110 kV

II.4.5.2.1. Wymagania ogólne

II.4.5.2.1.1. Nastawienia EAZ w koordynowanej sieci 110 kV są koordynowane przez OSP.

II.4.5.2.1.2. Zabezpieczenia linii 110 kV działają na wyłączenie zgodnie z realizowaną funkcją i z 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. Pola linii pracujących 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, zaleca się aby zabezpieczenia odległościowe pracowały współbieżnie.

Zaleca się, aby w przypadku zastosowania zabezpieczenia odcinkowego, terminal realizujący to zabezpieczenie był dodatkowo wyposażony w zabezpieczenie ziemnozwarciowe, kierunkowe.

II.4.5.2.2.3. Pola linii 110 kV jednostronnie zasilanych, niepracujących w sieci zamkniętej, muszą być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia w jednym z wariantów:

   a) odcinkowe albo odległościowe jako zabezpieczenie podstawowe oraz ziemnozwarciowe jako zabezpieczenie rezerwowe,

   b) nadprądowe bezzwłoczne i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych jako zabezpieczenie podstawowe oraz zabezpieczenie ziemnozwarciowe zerowo-prądowe kierunkowe,

2) automatykę trójfazowego SPZ,

3) lokalizację miejsca zwarcia, o ile zastosowanie jest możliwe.

II.4.5.2.2.4. Pola linii 110 kV służącej do wyprowadzania mocy wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) odcinkowe jako podstawowe,

2) odległościowe jako rezerwowe, z możliwością pracy współbieżnej z zabezpieczeniem odległościowym na przeciwległym końcu linii, z pamięcią napięciową,

3) blokadę od kołysań mocy jeśli warunki systemowe wymagają jej zastosowania,

4) funkcje bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora służącego do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii od sygnału awaryjnego wyłączenia tego modułu,

5) blokadę przed podaniem napięcia od modułu wytwarzania energii,

6) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łączy,

7) funkcję umożliwiającą jednoczesne dwustronne wyłączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez jednostkę wytwórczą.

Jeśli warunki systemowe tego wymagają PGE Dystrybucja S.A. może określić dodatkowe wymagania w zakresie wyposażenia pola w zabezpieczenia i automatyki.

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

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

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

II.4.5.2.3.3. Jeśli w GPO po stronie 110 kV jest zainstalowany tylko jeden wyłącznik, to należy zapewnić przekazywanie sygnału od LRW na 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 istniejących, w układzie „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 LRW. Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem LRW, z wyłączeniem rozdzielni 110 kV, w których OSP posiada pole transformatora.

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. Pola łączników szyn 110 kV w stacjach systemowych wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenie rozcinające, z wyłączeniem łączników szyn w stacjach w układzie H, w których dopuszcza się niestosowanie zabezpieczenia rozcinającego,

2) pola łączników szyn zastępujących pola linii 110 kV, a także linii 110 kV służących do wyprowadzania mocy z modułów wytwarzania energii wyposaża się w dodatkowe układy i urządzenia EAZ umożliwiające realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola przy użyciu pola łącznika szyn.

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

II.4.5.3. Wymagania dla transformatorów

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

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

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

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

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

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

II.4.5.3.2. Do zabezpieczania transformatorów o górnym napięciu znamionowym SN i mocy większej niż 1 MVA, posiadających wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia, stosuje się co najmniej następujące zabezpieczenia:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciowe, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
3) zabezpieczenia przeciążeniowe,
4) zabezpieczenia technologiczne transformatorów.

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

II.4.5.4. Wymagania dla sieci SN

II.4.5.4.1. Wymagania ogólne

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

II.4.5.4.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciowego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.4.5.4.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:

1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.

II.4.5.4.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50% napięcia fazowego,
3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.4.5.4.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i 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 moduły wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) od skutków zwarć wielofazowych (nadprądowe zwłoczne i zwarciowe),
2) od skutków zwarć doziemnych,
3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN,
4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,
5) wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe umożliwiające realizację blokady tego zabezpieczenia zależnej od kierunku przepływu mocy w polu,
6) SPZ/SCO - jeśli PGE Dystrybucja S.A. tego wymaga.

II.4.5.4.2.2. Pola linii SN, do których są przyłączone jednocześnie moduły wytwarzania energii i odbiorcy powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane: zwarciowe i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),
2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,
3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN,
4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

Dodatkowo w zależności od potrzeb PGE Dystrybucja S.A., może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:

5) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowego, wyposażonego w kryterium df/dt,
6) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
7) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu,
8) blokady kierunkowej wyłączenia wyłącznika w polu reagującej na kierunek przepływu mocy w kierunku do szyn zbiorczych rozdzielni.

II.4.5.4.2.3. Pola linii SN współpracujące wyłącznie z modułami wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane: zwarciowe i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),
2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,
3) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

Dodatkowo w zależności od potrzeb PGE Dystrybucja S.A., może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:

4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowego, wyposażonego w kryterium df/dt,
5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
6) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

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

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

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

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

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

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

1) dla transformatorów dwuzwojeniowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
2) dla transformatorów trójuzwojeniowych 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 co najmniej w następujące zabezpieczenia:

1) nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń,
2) nadprądowe bezzwłoczne,
3) od skutków zwarć wewnętrznych,
4) nadnapięciowe.

II.4.5.4.4.2. Każde wyłącznie 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 zwarciowe 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 wyposażyć 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 odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z PGE Dystrybucja S.A.,
3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania.

II.4.5.4.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczątkowego (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. PGE Dystrybucja S.A. decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia, poprawiające bezpieczeństwo pracy sieci.

II.4.5.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z PGE Dystrybucja S.A lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą t = f(U) podaną w Załączniku nr 1 pkt. 8.6.1.

II.4.5.5.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN

II.4.5.5.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

II.4.5.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.

II.4.5.5.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA mogą samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.

II.4.5.5.6.4. Jednostki wytwórcze powinny mieć następujące zabezpieczenia:

1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciowe,
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. PGE Dystrybucja S.A. prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

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

PGE Dystrybucja S.A., a tym samym utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z PGE Dystrybucja S.A. w szczególności podmiotom tym zabrania się:

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

II.4.5.6.3. PGE Dystrybucja S.A. może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.4.5.6.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

II.4.5.6.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. podlegają im również urządzenia EAZ.

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

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

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

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

a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,

b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności 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 retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. co najmniej następujące informacje:

1) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110 kV,
2) zbiorczą sygnalizację awaryjną,
3) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,
4) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

a) telesterowanie:

- sterowanie wyłącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych;

b) telesygnalizację:

- stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
- stanu automatyk stacyjnych,
- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
- sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
- 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 oraz systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż:

1) 24 godz. – dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER,

2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.

II.4.6.9. Do przekazywania danych bezpośrednio z obiektów elektroenergetycznych do systemu SCADA OSP podstawowo jest stosowany protokół IEC60870-5-104. Za zgodą OSP, przejściowo dopuszcza się stosowanie protokołów DNP3 lub IEC60870-5-101 pracujących na łączach szeregowych.

II.4.6.10. Do przekazywania danych pomiędzy systemami SCADA OSP i PGE Dystrybucja S.A. służą łącza TCP/IP i protokół komunikacyjny ICCP (TASE.2).

II.4.7. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych

II.4.7.1. Wymagania ogólne

II.4.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w IRiESD obowiązują dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych i modernizowanych.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub ich elementów do wymagań, określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD, spoczywa na ich właścicielu.

W przypadku zamiaru skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę lub wytwórcę, należy dostosować układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD.

Powyższe wymagania nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych u odbiorców, o których mowa w pkt G.1., dla których PGE Dystrybucja S.A. przydziela standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

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.

Okres między kolejnymi wzorcowaniami liczników, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej, jest równy okresowi ważności legalizacji liczników klasy C, które podlegają tej kontroli, zgodnie z przepisami odrębnymi.

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do PGE Dystrybucja S.A. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań 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. Półpośrednie układy pomiarowe i pośrednie układy pomiarowe muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.4.7.1.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

1) wykorzystywane do rozliczeń za energię elektryczną, za usługi dystrybucji energii elektrycznej lub za usługi systemowe instaluje się:
   a) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów – w przypadku ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 110 kV,
   b) po stronie 110 kV transformatorów 110 kV/SN lub w polach liniowych 110 kV, stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci – w przypadku innych podmiotów przyłączonych do sieci 110 kV,
   c) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,
   d) w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej oraz na zaciskach wejściowych lub wyjściowych magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW,
   e) po stronie napięcia sieci, do której dany podmiot jest przyłączony – w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,
   f) w miejscu przyłączenia ogólnodostępnej stacji ładowania do sieci dystrybucyjnej,
   g) w miejscu przyłączenia punktu ładowania należącego do odbiorcy końcowego oraz w budynku mieszkalnym wielorodzinnym – w przypadku, gdy odbiorca końcowy posiada tytuł prawny do lokalu, w tym budynku i stanowisko postojowe do wyłącznego użytku oraz zgodę zarządcy nieruchomości lub

zarządu wspólnoty lub spółdzielni, lub osoby sprawującej zarząd nad nieruchomością na instalację punktu ładowania,

h) w przypadku, gdy magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej lub instalacji odnawialnego źródła energii niebędącej mikroinstalacją, lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, w miejscu przyłączenia odpowiednio magazynu energii elektrycznej do:

- jednostki wytwórczej lub
- instalacji odnawialnego źródła energii, lub
- hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii;

jako miejsce przyłączenia magazynu energii elektrycznej należy rozumieć zaciski wejściowe lub wyjściowe magazynów energii elektrycznej;

2) wykorzystywane do rozliczeń prowadzonych w ramach bilansowania systemu elektroenergetycznego i wymiany międzysystemowej instaluje się:

a) w polach liniowych 110 kV linii stanowiących połączenie krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw,

b) w polach liniowych 110 kV linii stanowiących połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD,

c) w miejscach połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD na napięciu SN i nN;

3) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii instaluje się:

a) w przypadku wytwórców, dla których jest wymagane potwierdzanie przez PGE Dystrybucja S.A. ilości energii elektrycznej niezbędnej do posiadania uprawnień wynikających z systemów wsparcia w rozumieniu przepisów odrębnych, w miejscach określonych w tych przepisach,

b) po stronie nN transformatora w stacjach elektroenergetycznych PGE Dystrybucja S.A. transformujących napięcie SN/nN,

c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne PGE Dystrybucja S.A., w stacjach elektroenergetycznych NN/110 kV, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez PGE Dystrybucja S.A. od OSP, w celu zasilania potrzeb własnych PGE Dystrybucja S.A. związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej;

4) w pozostałych przypadkach – w miejscu wskazanym w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.

Za zgodą PGE Dystrybucja S.A., w uzasadnionych techniczne przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowo-rozliczeniowych po stronie niskiego napięcia transformatora SN/nN, dla układów pomiarowo-rozliczeniowych u odbiorców kategorii B2 i B1, o ile moc przyłączeniowa jest nie większa niż 200 kW.

Zgoda PGE Dystrybucja S.A. uwarunkowana jest akceptacją przez podmiot przyłączany lub odbiorcę doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.

II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., będące Uczestnikami Rynku Bilansującego, instalują układy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESP.

II.4.7.1.6. PGE Dystrybucja S.A. wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z uwzględnieniem uregulowań prawnych i postanowień IRiESP, dla potrzeb transmisji danych do OSP oraz zabezpieczenia przed ich utratą.

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

II.4.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli się na 6 kategorii:

a) kategoria A - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do I lub II grupy przyłączeniowej, niezależnie od mocy pobieranej lub wprowadzonej do sieci,

b) kategoria B3 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 5 MW,

c) kategoria B2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW i nie większej niż 5 MW,

d) kategoria B1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW,

e) kategoria C2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do IV grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW,

f) kategoria C1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do V grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW.

Wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci jest wyznaczana na podstawie wskazań licznika konwencjonalnego lub licznika zdalnego odczytu. W przypadku, gdy wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci przez podmiot jest nieznana, wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci jest wyznaczana jako wartość mocy przyłączeniowej odpowiednio pobieranej lub wprowadzanej.

Dla podmiotów zaliczonych do VI grupy przyłączeniowej stosuje się kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego odpowiednią do poziomu napięcia w miejscu przyłączenia podmiotu do sieci i mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci.

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 mierzony 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 większej 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 profilu obciążenia – dla pomiaru na zaciskach napięcia przemiennego źródła wytwórczego, w celu potwierdzania ilości energii wytworzonej.

II.4.7.1.10. Dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych są pozyskiwane i przekazywane do systemu pomiarowego. Wymagania dotyczące technologii transmisji danych określa PGE Dystrybucja S.A.

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

II.4.7.1.11. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A i B3 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego. Dla układu pomiarowo-rozliczeniowego kategorii A wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych.

II.4.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa PGE Dystrybucja S.A., w warunkach przyłączenia. Dodatkowo, informacja o miejscu zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być zawarta w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej.

W przypadku podmiotów zaliczonych do II, III i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca zainstalowania licznika zdalnego odczytu lub licznika konwencjonalnego, w przypadku układu pomiarowo-rozliczeniowego zlokalizowanego w obiekcie będącym w eksploatacji tego podmiotu.

W przypadku podmiotów zaliczonych do IV, V i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca do zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, w przypadku układu pomiarowo-rozliczeniowego zlokalizowanego w obiekcie przyłączonym do sieci.

II.4.7.1.13. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być dobrane zgodnie z kategorią układu pomiarowo-rozliczeniowego określoną w pkt II.4.7.2. i zainstalowane w każdej z faz. Prąd znamionowy strony pierwotnej przekładników prądowych winien być dostosowany do mocy umownej i mocy przyłączeniowej, tak aby prądy pierwotne, wynikające z mocy umownej i mocy przyłączeniowej mieściły się w granicach:

a) 20 – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,5, albo

b) 5 – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2 lub 0,5S, albo

c) 1 – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2S.

W uzasadnionych przypadkach, za zgodą PGE Dystrybucja S.A., dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.

Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się miedzy 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku przekładników, których parametry znamionowe umożliwiają obciążenie strony wtórnej w innym zakresie, obciążenie strony wtórnej należy dobierać do znamionowego zakresu obciążalności przekładników.

II.4.7.1.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych i napięciowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i analizatorami jakości energii elektrycznej. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się dociążenie przekładników prądowych i napięciowych atestowanymi rezystorami dociążającymi instalowanymi w obudowach przystosowanych do plombowania.

II.4.7.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5. W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku $FS > 5$, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.

II.4.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego 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 pomiarowo-rozliczeniowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

II.4.7.1.17. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowo-rozliczeniowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub PGE Dystrybucja S.A. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.4.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, PGE Dystrybucja S.A. może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.

II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane do PGE Dystrybucja S.A. przez odbiorcę, wytwórcę, posiadacza magazynu energii elektrycznej lub sprzedawcę.

II.4.7.1.20. PGE Dystrybucja S.A. na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. PGE Dystrybucja S.A. może dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, również z własnej inicjatywy.

II.4.7.1.21. Odbiorca lub PGE Dystrybucja S.A. ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Badania laboratoryjne przeprowadza się w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania.

W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i PGE Dystrybucja S.A.

II.4.7.1.22. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego jest podmiot inny niż PGE Dystrybucja S.A., to podmiot ten ma obowiązek przekazać PGE Dystrybucja S.A. zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego bezpośrednio po jego demontażu.

II.4.7.1.23. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego oraz demontażu i montażu tego układu, tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.4.7.1.24. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.4.7.1.25. Jeżeli PGE Dystrybucja S.A. nie jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, PGE Dystrybucja S.A. zwraca zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia kalendarzowego od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile odbiorca lub PGE Dystrybucja S.A. nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt II.4.7.1.26.

II.4.7.1.26. W terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego odbiorca lub PGE Dystrybucja S.A. może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. PGE Dystrybucja S.A. umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

II.4.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt II.4.7.1.26., pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

II.4.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewni zastępczy element układu pomiarowo-rozliczeniowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w IRiESD.

II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, PGE Dystrybucja S.A. zwraca koszty, o których mowa w pkt II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a także informuje sprzedawcę o korekcie:

1) danych pomiarowych lub innych danych wpływających na dokonywane przez sprzedawcę rozliczenia,
2) należności za usługę dystrybucji energii elektrycznej świadczonej na podstawie umowy kompleksowej.

Korekta danych, o których mowa w ppkt 1), dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD lub GUD-K.

Korekta należności, o których mowa w ppkt 2), dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD-K.

II.4.7.1.30 W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, strona wnioskująca o sprawdzenie tego układu pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.4.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania PGE Dystrybucja S.A. wydaje odbiorcy, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zakończenia okresu rozliczeniowego, w którym nastąpił demontaż, dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.4.7.1.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego PGE Dystrybucja S.A. ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym własny licznik energii elektrycznej, w tym LZO.

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

II.4.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A spełniają następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,

b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla energii czynnej i nie gorszą niż 0,5S dla energii biernej,

d) liczniki zdalnego odczytu mają współpracować z systemem pomiarowym.

II.4.7.2.2. PGE Dystrybucja S.A. instaluje analizator jakości energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym kategorii A – w przypadku:

a) odbiorców,

b) wytwórców wykorzystujących energię wiatru lub promieniowania słonecznego lub innych wytwórców, dla których instalacja jest uzasadniona – biorąc pod uwagę lokalizację i rolę obiektu w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej,

c) magazynów energii elektrycznej.

PGE Dystrybucja S.A. może zainstalować analizator jakości energii elektrycznej w innych miejscach niż wskazane powyżej u podmiotów I i II grupy przyłączeniowej, dla których instalacja jest uzasadniona ze względów technicznych.

II.4.7.2.3. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A wymaga się stosowania dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych: podstawowego i rezerwowego. Zasilanie liczników zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym odbywa się z oddzielnych rdzeni lub uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt II.4.7.2.1.

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

II.4.7.3.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii B3, B2 i B1, spełniają następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,

b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej i nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej,

d) w przypadku kategorii B3 liczniki zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym mogą być zasilane z jednego rdzenia lub uzwojenia przekładników

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

II.4.7.4.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C1 spełniają następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe, o ile występują, w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż B dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii biernej.

II.4.7.4.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C2 spełniają następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe, o ile występują, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej.

II.4.7.4.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w IRiESD dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych objętych postepowaniami przetargowymi wszczętymi po dniu wejścia w życie rozporządzenia pomiarowego.

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

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

II.4.8.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego oraz podmiotami zakwalifikowanymi do I i II grupy przyłączeniowej, a w przypadkach określonych przez PGE Dystrybucja S.A. również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.

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

II.4.8.4. System pomiarowy PGE Dystrybucja S.A. powinien spełniać wymagania funkcjonalne określone w rozporządzeniu pomiarowym.

II.4.9. Wymagania dla urządzeń stosowanych do kontroli synchronizmu.

II.4.9.1. Wymaga się stosowania urządzeń do kontroli synchronizmu w warunkach łączeń w sieci zamkniętej oraz łączenia obszarów asynchronicznych. PGE Dystrybucja S.A. określa miejsca lokalizacji i wymagania dla urządzeń kontroli synchronizmu w sieci zamkniętej.

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

II.5.1. Zakres danych

II.5.1.1. Dane przekazywane do PGE Dystrybucja S.A. przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie ujęte w punkcie II.5.1.2. obejmują:

a) dane opisujące stan istniejący,

b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez PGE Dystrybucja S.A.,

c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.5.1.2. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A., o których mowa w TCM mają obowiązek przekazywania danych strukturalnych do OSP lub PGE Dystrybucja S.A..

W sytuacji, gdy:

a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,

b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do PGE Dystrybucja S.A., zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A..

II.5.1.3. Dane strukturalne, o których mowa w punkcie II.5.1.2. lit. b), są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do PGE Dystrybucja S.A., w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do PGE Dystrybucja S.A. dokonuje przeglądu przekazywanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

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

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

II.5.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez PGE Dystrybucja S.A., odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do PGE Dystrybucja S.A. następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

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

II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

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

II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła początkowego,
b) nazwę węzła końcowego,
c) rezystancję linii,
d) reaktancję dla składowej zgodnej,
e) 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej,

f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
g) 1/2 konduktancji poprzecznej,
h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim,
k) seria słupów.

II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

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

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_2, NO_X, pyły i CO_2,
h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
i) informacje o charakterze sensytywnym (dotyczy wytwórców posiadających jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej) tj.:
   - jednostkowe średnioroczne koszty stałe pracy jednostek wytwórczych,
   - jednostkowe średnioroczne koszty zmienne pozapaliwowe pracy jednostek wytwórczych,
   - jednostkowe średnioroczne koszty paliwowe,
   - nakłady inwestycyjne (związane wyłącznie z budową nowych jednostek wytwórczych, modernizacją lub rozbudową jednostek o instalacje proekologiczne),
j) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
k) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
l) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
m) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
n) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
o) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,

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

II.5.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A.

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

II.5.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:
a) informacje o jednostkach wytwórczych,
b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
c) informacje o wymianie międzysystemowej,
d) informacje o projektach zarządzania popytem,
e) inne dane w zakresie uzgodnionym przez PGE Dystrybucja S.A. i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

II.5.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują w zależności od potrzeb:
a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
c) przewidywaną elastyczność pracy,
d) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
e) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
f) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
g) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
h) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,

i) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.

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

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

II.5.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:

a) zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
b) czas obowiązywania kontraktu.

II.5.3.5. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:

a) opis i harmonogram projektu,
b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.

II.5.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A.

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

II.5.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV PGE Dystrybucja S.A. dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV obejmującą:

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

II.5.4.2. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110 kV z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.

II.5.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dostarczają PGE Dystrybucja S.A. wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni kalendarzowych od dnia przeprowadzenia ewidencji.

II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A.

II.5.5. Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych

II.5.5.1. Podmioty przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A., mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub PGE Dystrybucja S.A..

W sytuacji, gdy:

a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,

b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do PGE Dystrybucja S.A., zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A..

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

II.6.1. Postanowienia ogólne

II.6.1.1. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz współpracuje z OSP w celu skoordynowania rozwoju sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV.

II.6.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.

II.6.1.3. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.

II.6.1.4. PGE Dystrybucja S.A. współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi i samorządów terytorialnych oraz odbiorcami, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

II.6.1.5. Po pozytywnym zaopiniowaniu planu rozwoju przez samorządy województw PGE Dystrybucja S.A. może wystąpić z wnioskiem do samorządów terytorialnych o wprowadzenie zmian do planów zagospodarowania przestrzennego.

II.6.2. Zakres przekazywanych danych i informacji

II.6.2.1. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, obejmujące:

a) schematy, plany i konfigurację sieci dystrybucyjnej 110 kV,

b) godzinowe wartości obciążeń dla obszaru działania PGE Dystrybucja S.A.,

c) zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

d) obciążenie szczytowe dla obszaru działania PGE Dystrybucja S.A. i straty,

e) kwartalne bilanse mocy dla obszaru działania PGE Dystrybucja S.A.,

f) dane dotyczące realizowanych programów zarządzania popytem,

g) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, zgodnie z IRiESP, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,

h) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP,

i) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP.

II.6.2.2. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego, opisujące warunki pracy instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, dla każdego roku okresu planistycznego, obejmujące:

a) zapotrzebowanie na energię elektryczną w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

b) zapotrzebowanie szczytowe na moc w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

c) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,

d) informacje o projektach programów zarządzania popytem, zgodnie z IRiESP,

e) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV zgodnie z IRiESP z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,

f) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),

g) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),

h) dane o stacjach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,

i) dane o liniach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,

j) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych jednostek wytwórczych, wraz z określeniem ich pożądanej mocy,

k) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych punktów przyłączenia do sieci przesyłowej.

II.6.2.3. Podmioty przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A. przekazują do OSD dane i informacje dotyczące stanu istniejącego i prognozowanego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej wskazane w pkt. II.6.2.2.

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.

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

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

III.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. obejmują zagadnienia związane z:

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

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

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

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

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

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

III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez PGE Dystrybucja S.A. określa PGE Dystrybucja S.A. w dokumentach wewnętrznych. Dokumenty te dostępne są do wglądu na stronie internetowej Spółki.

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

III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po modernizacji – następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. VII.6. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

III.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez PGE Dystrybucja S.A. przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu modernizacji lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

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

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

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

III.2.5. WYMAGANIA DLA OBIEKTÓW ISTOTNYCH Z PUNKTU WIDZENIA PLANU OBRONY SYSTEMU LUB PLANU ODBUDOWY

III.2.5.1. Wymagania techniczne dla:

1) obiektów istotnych dla planu obrony systemu lub planu odbudowy, tj. jednostek wytwórczych:

a) o mocy 50 MW lub wyższej, do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG;

b) będących modułami wytwarzania energii typu C i D, do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG;

2) dostawców usług w zakresie odbudowy,

podlegają uzgodnieniu z OSP i zatwierdzeniu przez Prezesa URE (TCM opracowany na podstawie NC ER).

TCM, opracowany na podstawie NC ER, jest udostępniany przez OSP znaczącym użytkownikom sieci („SGU") i dostawcom usług w zakresie odbudowy, w zakresie ich dotyczącym.

III.2.5.2. Służby dyspozytorskie lub ruchowe SGU i dostawców usług w zakresie odbudowy powinny być wyposażone w systemy łączności głosowej posiadające zdolność do realizacji łączności głosowej z centrum dyspozytorskim PGE Dystrybucja S.A. System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP na podstawie NC ER i publikowane na stronie internetowej OSP, zapewniające komunikację przez co najmniej 24 godziny po wystąpieniu stanu zaniku napięcia na rozdzielni zasilającej potrzeby własne obiektu będącego w posiadaniu SGU lub dostawcy usług w zakresie odbudowy.

III.2.5.3. SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy może powierzyć sterowanie swoim obiektem innemu podmiotowi posiadającemu zdolność do realizacji łączności głosowej, spełniającej wymagania, o których mowa w pkt III.2.5.2. i w takim przypadku SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy odpowiedzialny jest za działania i zaniechania tego innego podmiotu, któremu powierzył sterowanie obiektem, jak za własne działanie lub zaniechanie.

III.2.5.4. Obiekty istotne dla planu odbudowy, w szczególności rozdzielnie, o których mowa w pkt III.2.5.5 i III.2.5.6., wyszczególnione w wykazie opracowanym przez OSP zgodnie z NC ER i stanowiącym element planu odbudowy, podlegający zgłoszeniu Prezesowi URE przez OSP, zgodnie z NC ER. Wykaz ten jest aktualizowany przez OSP podczas cyklicznego przeglądu planu odbudowy, prowadzanego zgodnie z NC ER.

III.2.5.5. Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 220 i 110 kV PGE Dystrybucja S.A. uznaje się za obiekty istotne dla planu odbudowy.

Po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlega ona zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP:

1) przez PGE Dystrybucja S.A. - w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci PGE Dystrybucja S.A.;

2) przez OSDn za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z postanowieniami pkt V.3. - w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią PGE Dystrybucja S.A.

OSP uwzględnia rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt III 2.5.4. Po dokonaniu przez OSP zgłoszenia Prezesowi URE zmian w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje PGE Dystrybucja S.A. o aktualizacji tego wykazu, a OSDp ten informuje właściciela rozdzielni przyłączonej do jego sieci o wprowadzeniu jej do wykazu. W przypadku, o którym mowa w pkt 2), PGE Dystrybucja S.A. informuje właściwego OSDn ze względu na miejsce przyłączenia rozdzielni, a operator ten informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

III.2.5.6. Rozdzielnia istniejąca, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, powinna zostać, przy udziale OSP, poddana ocenie PGE Dystrybucja S.A., pod kątem jej znaczenia dla planu odbudowy. W przypadku uznania jej za obiekt istotny dla planu odbudowy, właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt III.2.5.5.

Rozdzielnię istniejącą, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy 50 MW lub wyższej, uznaje się za istotną dla planu odbudowy. Właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt III.2.5.5.

Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy, OSP uwzględnia w wykazie o którym mowa w pkt III.2.5.4 i zgłasza Prezesowi URE zmiany w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu.

Odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn, informuje właściciela rozdzielni istniejącej, o wprowadzeniu jego obiektu do wykazu i konieczności dostosowania go do wymogów technicznych w okresie do 5 lat od daty zgłoszenia Prezesowi URE.

III.2.5.7. Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy powinny posiadać autonomiczne zasilanie rezerwowe, zapewniające prawidłowe jej działanie przez co najmniej 24 godziny, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tej rozdzielni.

III.2.5.8. Podstawowe wymagania techniczne dla rozdzielni istotnych dla planu odbudowy, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tych rozdzielni, obejmują w szczególności zdolność do:

1) sterowania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, wyłącznikami w:
   a) rozdzielni 220 i 110 kV;
   b) w polach SN potrzeb własnych stacji i pola sprzęgła zapewniających podanie napięcia do rozdzielni potrzeb własnych i prawidłowe funkcjonowanie rozdzielni, miedzy innymi w zakresie sterowalności i obserwowalności obiektu;

w zakresie wykonywania co najmniej trzech operacji łączeniowych „wyłącz - załącz”;

2) wykonania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, co najmniej jednej operacji łączeniowej „wyłącz”, wszystkimi wyłącznikami w polach liniowych SN;

3) podania napięcia zdalnie lub przez stałą obsługę obiektu, od strony WN do pola potrzeb własnych SN;

4) przesyłania sygnałów sterowania oraz danych pomiarowych pomiędzy przedmiotową rozdzielnią, a centrami dyspozytorskimi PGE Dystrybucja S.A., właściwego OSDn. Właściwy OSDn przesyła on-line za pomocą telemechaniki do OSDp stany łączników 110 kV z przedmiotowych rozdzielni;

5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskim PGE Dystrybucja S.A., właściwego OSDn.

III.2.5.9. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt III.2.5.4, korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnię ujętą w tym wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.

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

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

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

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

III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego, odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej, w której mają być wykonane prace eksploatacyjne.

III.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z PGE Dystrybucja S.A. reguluje umowa.

III.4.3. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

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

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

III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

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

a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.

Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.

III.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
b) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
c) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
d) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.

III.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

a) dokumentację projektową i powykonawczą,
b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
c) dokumentację techniczno – ruchową urządzeń,
d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

III.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i modernizacji, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
g) dziennik operacyjny,
h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
j) karty przełączeń,
k) ewidencję założonych uziemień,
l) programy łączeniowe,
m) wykaz personelu ruchowego.

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

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

III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

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

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

III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

III.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne.

Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od PGE Dystrybucja S.A. informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w zakresie związanym z bezpieczeństwem i niezawodnością pracy ich urządzeń i instalacji.

III.7.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:

a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
c) wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,
d) parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
e) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,

f) imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.

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

III.7.4. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. spory rozstrzyga PGE Dystrybucja S.A.

III.7.6. PGE Dystrybucja S.A. sporządza i aktualizuje schematy własnej sieci dystrybucyjnej.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

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

III.8.2. PGE Dystrybucja S.A. stosuje środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

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

III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

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

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

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

III.10.1. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnych obejmujących szczególności:

a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,

b) modernizacje.

III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych PGE Dystrybucja S.A. zapewnia realizację doraźnych prac, mających na celu usunięcie uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu własnych urządzeń, instalacji

i sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.

III.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A. prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.

III.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. ustalonego w pkt.VI.6.

III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. przekazują do PGE Dystrybucja S.A. zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.6.

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

III.11.1. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.

III.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni do pracy na zajmowanych stanowiskach.

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

IV.1.1. OSP, zgodnie z IRiESP, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.

OSP, opracowuje i aktualizuje plan obrony systemu i plan odbudowy zgodnie z NC ER.

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

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 niepokojów społecznych,
e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.

IV.1.3. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń OSP. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń PGE Dystrybucja S.A.

IV.1.4. PGE Dystrybucja S.A. wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

IV.1.5. Służby dyspozytorskie i ruchowe PGE Dystrybucja S.A. powinny uczestniczyć w organizowanych przez OSP szkoleniach w zakresie planu obrony i planu odbudowy KSE oraz PGE Dystrybucja S.A. opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania swoich fragmentów KSE obejmujących sieci dystrybucyjne.

IV.1.6. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:

a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
b) awaryjne układy pracy sieci,

c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,

d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.

IV.1.7. Jeżeli 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, PGE Dystrybucja S.A. udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

IV.2.1. PGE Dystrybucja S.A. prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A.

IV.2.2. PGE Dystrybucja S.A. dotrzymuje parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców.

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

IV.3. l. Postanowienia ogólne

IV.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez:

a) OSP, do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w lit. b) jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin - w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,

b) Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 Ustawy – w przypadkach, o których mowa w pkt IV.3.2.1.

IV.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP podejmuje we współpracy z PGE Dystrybucja S.A. i innymi użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom. Działania te podejmowane są przez OSP zgodnie z IRiESP.

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

a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,

b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze

działania PGE Dystrybucja S.A. lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

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

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

IV.3.2. Tryb normalny

IV.3.2.l. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie Ustawy, na wniosek ministra właściwego do spraw energii. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

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

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez OSP i OSD we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, o których mowa w IRiESP, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dochowaniu należytej staranności.

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

IV.3.2.3. OSP we współpracy z PGE Dystrybucja S.A. opracowuje plan 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:

a) bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób,
b) uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń lub ich zespołów – wykorzystywanych bezpośrednio w procesach technologicznych,

zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń lub ich zespołów – przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub do wydobycia, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

IV.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym dotyczą odbiorców w zakresie posiadanego przez nich obiektu, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW.

IV.3.2.5. W przypadku, gdy odbiorca posiada więcej niż jeden obiekt, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą każdego z obiektów, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych, łączna wielkość mocy umownej została ustalona w wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.

IV.3.2.6. W przypadku, gdy obiekt jest przyłączony do sieci więcej niż jednego OSD, zasadę, o której mowa w pkt IV.3.2.4. stosuje się odrębnie dla każdego OSD, dla sumy mocy umownych określonych w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z tym OSD. Mocy umownych dla danego obiektu, które są określone w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z różnymi OSD, nie sumuje się

IV.3.2.7. W przypadku, gdy odbiorca posiada obiekt, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej może być różna w poszczególnych miesiącach, w zakresie tego obiektu odbiorca ten podlega ochronie przed ograniczeniami w tych miesiącach, dla których łączna wielkość mocy umownej ustalona została poniżej wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.

IV.3.2.8. OSDn, w zakresie posiadanego obiektu przyłączonego do jego własnej sieci i podlegającego ograniczeniom, opracowuje taki sam plan ograniczeń jak w przypadku obiektu odbiorcy przyłączonego do tej sieci i uwzględnia go w planie wprowadzania ograniczeń przekazywanym do PGE Dystrybucja S.A., w terminie określonym w pkt IV.3.2.18

IV.3.2.9. Opracowany przez PGE Dystrybucja S.A. plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu może być korygowany w przypadku, o którym mowa w pkt IV.3.2.13., lub aktualizowany w okresie, na jaki został opracowany. Zdania pierwszego nie stosuje się w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie pkt IV.3.2.1.

Dla istniejącego obiektu, zmiana mocy umownej lub przyłączenie nowego przyłącza, nie wymaga aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy.

IV.3.2.10. Ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych lub kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu:

a) będącego szpitalem i innym obiektem ratownictwa medycznego;

b) wymienionego w przepisach wydanych na podstawie art. 6 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2021 r. poz. 372 z późn. zm.);

c) wykorzystywanego bezpośrednio do:

i. nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym,

ii. zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego i publicznego transportu zbiorowego,

iii. wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki oraz dostarczania do odbiorców, w tym wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,

iv. realizacji zadań wpływających w sposób istotny na spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, w tym odprowadzania i oczyszczania ścieków w zakresie zbiorowego odprowadzania ścieków,

v. wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,

vi. wykonywania przez przedsiębiorców zadań na rzecz obronności państwa w zakresie mobilizacji gospodarki, o których mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 23 sierpnia 2001 r. o organizowaniu zadań na rzecz obronności państwa realizowanych przez przedsiębiorców (Dz. U. z 2020 r. poz. 1669), w okresie uruchomienia programu mobilizacji gospodarki w zakresie realizacji tych zadań

– albo wyodrębnionej części obiektu wykorzystywanego do tych celów;

d) stanowiącego infrastrukturę krytyczną ujętą w wykazie, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 261), zlokalizowaną na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

IV.3.2.11. Odbiorca będący jednocześnie OSDn, nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

IV.3.2.12. Obiekty albo wyodrębnione części tych obiektów, o których mowa w pkt IV.3.2.10., będące w posiadaniu odbiorcy podlegają ochronie, jeżeli zostały wyszczególnione, na wniosek i zgodnie z oświadczeniem tego odbiorcy, w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych – wzór wniosku zawierającego oświadczenie opracowuje PGE Dystrybucja S.A. oraz umieszcza na swojej stronie internetowej. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli wniosek o którym mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje go niezwłocznie do PGE Dystrybucja S.A., w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7., w terminie nie dłuższym niż 3 dni robocze od otrzymania wniosku.

IV.3.2.13. Odbiorca niezwłocznie informuje PGE Dystrybucja S.A., a w przypadku umów kompleksowych, również sprzedawcę, o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, o której mowa w pkt IV.3.2.10., w zakresie posiadanego przez odbiorcę obiektu lub jego wyodrębnionej części.

IV.3.2.14. W przypadku gdy wielkość mocy, która zapewnia prawidłowe funkcjonowanie wyodrębnionej części obiektu podlegającej ochronie, nie została uwzględniona w wielkościach mocy minimalnej poboru i mocy maksymalnej poboru określonych dla tego obiektu i wyznaczonych w sposób określony w pkt IV.3.2.25., odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do PGE Dystrybucja S.A. o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.22 lit. b i c, z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w pkt IV.3.2.22 lit. d.

IV.3.2.15. Podstawą opracowania przez PGE Dystrybucja S.A. corocznie planów wprowadzania ograniczeń w trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez PGE Dystrybucja S.A..

IV.3.2.16. Plan wprowadzania ograniczeń w zakresie obiektu opracowuje się, w formie dokumentowej, na podstawie wielkości mocy obowiązujących odbiorcę w danym obiekcie, według stanu na dzień 1 stycznia danego roku, i przekazuje się te wielkości odbiorcy, w formie dokumentowej, w terminie do dnia 15 kwietnia danego roku.

IV.3.2.17. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego.

IV.3.2.18. OSDn, przekazuje w terminie do dnia 15 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń do PGE Dystrybucja S.A., w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń PGE Dystrybucja S.A..

IV.3.2.19. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje OSP w terminie do dnia 31 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSP

IV.3.2.20. Aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń PGE Dystrybucja S.A. i OSDn.

IV.3.2.21. Plan wprowadzania ograniczeń opracowywany przez OSP podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do dnia 31 maja danego roku. OSP przedstawia Prezesowi URE plan wprowadzania ograniczeń do uzgodnienia nie później niż do dnia 30 kwietnia danego roku

IV.3.2.22. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych ,

b) 12 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, określonej dla tego obiektu, zgodnie z pkt IV.3.2.25 lit. b),

c) 20 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy minimalnej poboru, określonej dla tego obiektu zgodnie z pkt IV.3.2.25 lit. a),

d) wielkości łączne maksymalnych mocy określone dla obiektu, które odbiorca może pobierać, w stopniach zasilania od 12 do 20, wynikają z równomiernego podziału zakresu mocy - od wielkości mocy maksymalnej poboru, określonej dla 12 stopnia zasilania, do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla 20 stopnia zasilania.

IV.3.2.23. W poszczególnych stopniach zasilania odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc o wielkości nie wyższej niż wielkość mocy, która jest określona dla danego stopnia zasilania dla tego obiektu.

IV.3.2.24. Wielkości łączne mocy określone dla obiektu, obowiązujące odbiorcę w stopniach zasilania od 12 do 20, zawarte w planie wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, są przekazywane odbiorcy przez PGE Dystrybucja S.A. w sposób określony w pkt IV.3.2.27.

IV.3.2.25. Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa PGE Dystrybucja S.A. na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z funkcją odczytu danych w systemie danych dobowo-godzinowych obejmujących pełny okres pomiarowy od dnia 1 stycznia roku n-1 do dnia 31 grudnia roku n - 1, gdzie „n" jest rokiem uzgodnienia, o którym mowa w pkt IV.3.2.21., przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń, odpowiednio:

a) w przypadku mocy minimalnej poboru przez:

i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,

ii. odrzucenie trzech wartości najniższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości;

b) w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:

i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,

ii. odrzucenie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.

W przypadku braku możliwości pozyskania przez PGE Dystrybucja S.A. wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, o których mowa powyżej, PGE Dystrybucja S.A. wyznacza je zgodnie z zapisami pkt C.1. IRiESD.

IV.3.2.26. W przypadku, gdy wyznaczona dla obiektu wielkość mocy maksymalnej poboru jest większa niż łączna wielkość mocy umownej, określona dla tego obiektu w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych, za wielkość mocy maksymalnej poboru przyjmuje się łączną wielkość mocy umownej.

IV.3.2.27. PGE Dystrybucja S.A. przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu lub aktualizację tego planu, zawierający wielkości łączne mocy określone dla obiektu w stopniach zasilania od 12 do 20, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych w terminie, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. W zakresie umów kompleksowych, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje ten plan lub jego aktualizację również sprzedawcy, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7. IRiESD.

Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej, do czasu przekazania PGE Dystrybucja S.A. przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, PGE Dystrybucja S.A. przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, na adres korespondencyjny wskazany w umowie dystrybucyjnej albo kompleksowej. W przypadku umowy kompleksowej adres korespondencyjny odbiorcy, sprzedawca udostępnia PGE Dystrybucja S.A.. Doręczenie na ten adres korespondencyjny jest skuteczne.

Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, wskazanego w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o zmianie ww. adresu poczty elektronicznej.

IV.3.2.28. Dla przyłączanego do sieci obiektu, dla którego nie jest możliwe ustalenie w sposób określony w pkt IV.3.2.25.:

a) mocy minimalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się na podstawie wielkości minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 Ustawy;

b) mocy maksymalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych.

Dla obiektów określonych powyżej, plan wprowadzania ograniczeń jest aktualizowany przy zmianie mocy umownej lub minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia.

IV.3.2.29. Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w pkt IV.3.2.28., stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w pkt IV.3.2.25. nie dłużej jednak niż przez okres 24 miesięcy od dnia zawarcia po raz pierwszy umowy dystrybucyjnej albo kompleksowej, na podstawie której świadczone są odbiorcy usługi dystrybucji energii elektrycznej do tego obiektu.

IV.3.2.30. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów i powiadomień OSP o obowiązujących stopniach zasilania. Obowiązujące stopnie zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.22., określa OSP.

Komunikaty OSP o stopniach zasilania wprowadzanych w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych nadawanych przez Program 1 Polskiego Radia o godzinie 7:55 i o godzinie 19:55 oraz zamieszczane na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.. Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.

IV.3.2.31. OSP może wprowadzić inne stopnie zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, jeżeli nastąpiła zmiana warunków pracy systemu elektroenergetycznego lub występuje konieczność minimalizacji negatywnych następstw wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu lub poborze energii elektrycznej.

IV.3.2.32. O wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, OSP powiadamia służby dyspozytorskie oraz ruchowe PGE Dystrybucja S.A..

IV.3.2.33. PGE Dystrybucja S.A. indywidualnie powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, przesyłając wiadomość tekstową na adres poczty elektronicznej lub na numer telefonu komórkowego wskazany przez odbiorcę w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.
Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, do czasu przekazania PGE Dystrybucja S.A. przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o którym mowa powyżej, PGE Dystrybucja S.A. nie powiadamia odbiorcy o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz wprowadzeniu innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych.

Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio PGE Dystrybucja S.A., z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie danych dotyczących adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o których mowa powyżej, wskazanych w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o zmianie tych danych.

IV.3.2.34. Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, PGE Dystrybucja S.A. zamieszcza również na swojej stronie internetowej. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

IV.3.2.35. Odbiorcy posiadający obiekty, dla których opracowano plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej stosują się do przekazanych przez PGE Dystrybucja S.A. powiadomień dotyczących wprowadzanych ograniczeń.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

IV.3.3.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w pkt. IV.3.2.1, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.3.2. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w pkt. IV.3.2 mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.

IV.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt IV.3.2.30. oraz IV.3.2.32.. 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. Tryb awaryjny sieciowy

IV.3.4.1.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym, jeżeli zaistnieje co najmniej jeden z poniższych przypadków:

1) gdy jest to konieczne do zapobieżenia rozprzestrzenianiu się lub pogarszaniu stanu zagrożenia,
2) wystąpił stan odbudowy lub stan zaniku zasilania,
3) wystąpiło zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej uniemożliwiające zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci,
4) wystąpiło zagrożenie bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci lub zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

Tryb awaryjny sieciowy w przypadkach, o których mowa w pkt 3) i 4), może być wprowadzony nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.4.1.2. Wyłączenia awaryjne odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym („wyłączenia awaryjne sieciowe") są realizowane na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, PGE Dystrybucja S.A., OSDn może dokonać wyłączeń awaryjnych sieciowych bez wydania polecenia przez OSP. W takim przypadku:

1) PGE Dystrybucja S.A. jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP – ODM,
2) OSDn jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie właściwego Oddziału PGE Dystrybucja S.A., zaś następnie PGE Dystrybucja S.A. jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP – ODM.

IV.3.4.1.3. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane w stopniach A1 - A5. Stopnie od A1 do A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 9 - 11% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne sieciowe wprowadzone łącznie w stopniach od A1 do A5 powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.1.4. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane:

1) poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN,
2) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada PGE Dystrybucja S.A.,

3) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez OSDn przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV,
4) a po wyczerpaniu wszystkich powyższych działań, poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej,

na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające polecenie o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych sieciowych.

IV.3.4.1.5. Wyłączenia awaryjne sieciowe powinny być zrealizowane niezwłocznie, w czasie nie dłuższym niż:

1) 15 minut - w przypadku wprowadzenia stopnia A1,
2) 15 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni A1 i A2,
3) 30 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A3,
4) 45 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A4,
5) 60 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A5;

od wydania polecenia dyspozytorskiego.

IV.3.4.1.6. OSP w porozumieniu z właściwymi obszarami PGE Dystrybucja S.A. obejmującymi: Oddział Lublin, Oddział Białystok, Oddział Łódź, Oddział Rzeszów, Oddział Warszawa, Oddział Zamość, Oddział Skarżysko - Kamienna 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 A.

IV.3.4.1.7. Każdy z Oddziałów PGE Dystrybucja S.A. w porozumieniu z właściwymi OSDn 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 A.

IV.3.4.1.8. Plany wyłączeń awaryjnych sieciowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od A1 do A5 opracowują:

1) OSP - dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),
2) PGE Dystrybucja S.A. - dla obszarów PGE Dystrybucja S.A. obejmujących: Oddział Lublin, Oddział Białystok, Oddział Łódź, Oddział Rzeszów, Oddział Warszawa, Oddział Zamość, Oddział Skarżysko - Kamienna, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A. i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada PGE Dystrybucja S.A.,
3) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada PGE Dystrybucja S.A.

IV.3.4.1.9. W przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych sieciowych w sposób odmienny niż określony w planach wyłączeń awaryjnych sieciowych, OSP może polecić wprowadzenie tych wyłączeń, poprzez wskazanie:
1) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez PGE Dystrybucja S.A.,
2) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić wyłączenia awaryjne sieciowe.

IV.3.4.1.10. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym sieciowym są realizowane wyłącznie na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, zwłaszcza gdy zagrożone jest bezpieczeństwo osób, PGE Dystrybucja S.A., OSDn, jak również odbiorca ujęty w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych, może dokonać załączenia bez wydania polecenia przez OSP, przy czym w takim przypadku podmioty te zobowiązane są niezwłocznie poinformować o tym zdarzeniu właściwe służby dyspozytorskie, z podaniem przyczyny.

IV.3.4.2. Tryb awaryjny bilansowy

IV.3.4.2.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym bilansowym („wyłączenia awaryjne bilansowe”), po wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym lub trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku braku możliwości zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w KSE pomimo wcześniejszego wprowadzenia przez OSP innych środków zaradczych.

Wprowadzenie przez OSP wyłączeń awaryjnych bilansowych możliwe jest także przed wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w czasie uniemożliwiającym zastosowanie tego trybu. W takim przypadku wyłączenia awaryjne bilansowe mogą być wprowadzone pomiędzy ogłoszeniem przez OSP powołanego stanu a obowiązywaniem stopni zasilania zgodnie z pierwszym komunikatem w tej sprawie, wydanym zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne.

IV.3.4.2.2. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane na polecenie OSP w stopniach B1 – B15.

Stopnie B1 – B15 powinny zapewniać spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 3 – 4% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne bilansowe, wprowadzone łącznie w stopniach od B1 do B15, powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.2.3. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN.

IV.3.4.2.4. OSP w porozumieniu z właściwymi obszarami PGE Dystrybucja S.A. obejmującymi: Oddział Lublin, Oddział Białystok, Oddział Łódź, Oddział Rzeszów,

Oddział Warszawa, Oddział Zamość, Oddział Skarżysko - Kamienna 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 B.

IV.3.4.2.5. Poszczególne Oddziały PGE Dystrybucja S.A. w porozumieniu z właściwymi OSDn ustalają 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 B.

IV.3.4.2.6. Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od B1 do B15 opracowują:

1) OSP - dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),
2) PGE Dystrybucja S.A. - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej obejmującego: Oddział Lublin, Oddział Białystok, Oddział Łódź, Oddział Rzeszów, Oddział Warszawa, Oddział Zamość, Oddział Skarżysko - Kamienna, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A. i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada PGE Dystrybucja S.A.,
3) odbiorcy przyłączeni do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada PGE Dystrybucja S.A.

IV.3.4.2.7. OSP wydaje PGE Dystrybucja S.A. polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami jednostek wytwórczych ujętych w TCM, o którym mowa w pkt III.2.5.1., czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.

IV.3.4.2.8. PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie po otrzymaniu od OSP polecenia wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych przekazuje polecenie do właściwego OSDn posiadającego plany ograniczeń, o których mowa w pkt IV.3.4.2.6

IV.3.4.2.9. Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując dany stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania.

IV.3.4.2.10. Wyłączenia awaryjne bilansowe powinny być wprowadzane rotacyjnie (rotacja oznacza zastąpienie danego stopnia B innym stopniem B lub grupy stopni B inną grupą stopni B), przy czym wyłączenie awaryjne bilansowe w danym stopniu B powinno trwać nie dłużej niż 4 godziny.

IV.3.4.2.11. W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w taki sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.

IV.3.4.2.12. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem, o którym mowa w pkt IV.3.4.2.9.

IV.3.5. Tryb automatyczny

IV.3.5.1. Wyłączenia odbiorców w trybie automatycznym realizowane są przez układy SCO, w przypadku obniżenia się częstotliwości do nastawionej na tych układach wartości kryterialnej.

IV.3.5.2. Układ SCO instaluje odpowiednio PGE Dystrybucja S.A., OSDn lub odbiorca przyłączony do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, zgodnie z przepisami rozporządzenia systemowego.

O okoliczności zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych:

1) odbiorca, o którym mowa powyżej, niezwłocznie informuje PGE Dystrybucja S.A.,
2) OSDn informuje PGE Dystrybucja S.A. - w przypadku gdy OSDn jest bezpośrednio połączony z siecią PGE Dystrybucja S.A.,
3) OSDn informuje innego OSDn przyłączonego do sieci PGE Dystrybucja S.A. - w przypadku gdy ten OSDn nie jest bezpośrednio połączony z siecią PGE Dystrybucja S.A..

PGE Dystrybucja S.A. może zwolnić z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO odbiorcę przyłączonego do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, o którym mowa w § 43 ust. 10 rozporządzenia systemowego, na wniosek tego odbiorcy, pod warunkiem uzgodnienia przez PGE Dystrybucja S.A. i tego odbiorcę planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.

IV.3.5.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO przez PGE Dystrybucja S.A., OSDn, do którego sieci jest przyłączony, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy tym odbiorcą a PGE Dystrybucja S.A.

IV.3.5.4. OSDn połączony z siecią SN lub nN PGE Dystrybucja S.A. może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy zaangażowanymi operatorami.

IV.3.5.5. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms, z zastrzeżeniem, że w przypadku układu SCO, do którego nie mają zastosowania wymagania NC DC, zainstalowanego przed datą 18 grudnia 2022 r., w sieci PGE Dystrybucja S.A. lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV, czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms.

IV.3.5.6. Przekaźnik SCO, stosowany w układach SCO, powinien:

1) umożliwiać nastawienie wartości częstotliwości z zakresu od 47,00 do 50,00 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz;

2) umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s, jeżeli zastosowanie zwłoki czasowej jest konieczne do prawidłowego działania tego przekaźnika;
3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przekaźnika na poziomie nie większym niż 100 ms;
4) zapewniać poprawną pracę w zakresie od 0,5 do 1,1 Un;
5) zapewniać dokładność pomiaru częstotliwości nie mniejszą niż 10 mHz;
6) zapewniać identyfikację kierunku przepływu mocy czynnej i mieć możliwość nastawiania lub blokowania jego zadziałania w zależności od nastawionego kierunku przepływu mocy czynnej w miejscu instalacji wyłącznika;
7) zapewniać możliwość zastosowania blokady napięciowej przy obniżonej amplitudzie napięcia poniżej wartości zadanej, przy czym aktywacja zdolności następuje w uzgodnionych z OSP przypadkach.

IV.3.5.7. Harmonogramy testów układów SCO są opracowywane przez właściciela SCO dla każdego roku na okres kolejnych 5 lat corocznie do listopada roku poprzedzającego. Informacja o harmonogramie testów jest przekazywana do PGE Dystrybucja S.A. na jego wezwanie.

IV.3.5.8. Testy układu SCO przeprowadzane są przez jego właściciela co najmniej raz na pięć lat lub w terminie jednego roku od modernizacji tego układu, uwzględniając wymagania techniczne określone w pkt IV.3.5.5. i IV.3.5.6. oraz zgodnie z Planem Testów będącym TCM opracowanym na podstawie NC ER.

IV.3.5.9. OSP, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO PGE Dystrybucja S.A.

PGE Dystrybucja S.A., niezwłocznie po otrzymaniu danych, o których mowa w pkt IV.3.5.9., przekazuje te dane do OSDn oraz odbiorców wskazanych w pkt IV.3.5.2.

Wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO są wyznaczane zgodnie z załącznikiem do NC ER dla poszczególnych stopni SCO (poziomów obowiązkowego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER) w odniesieniu do zapotrzebowania netto KSE.

Przez zapotrzebowanie netto KSE rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSP powiększoną o wartość importu oraz pomniejszoną o wartość eksportu, mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.5.10. PGE Dystrybucja S.A., na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt IV.3.5.9., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:

1) odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.2., przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.;
2) OSDn przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.

IV.3.5.11. OSDn, na podstawie danych przekazanych przez PGE Dystrybucja S.A, o których mowa w pkt IV.3.5.9., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:

1) odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.2. przyłączonych do sieci OSDn;
2) OSDn przyłączonych do sieci przedmiotowego OSDn.

IV.3.5.12. OSDn i Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2, przekazują PGE Dystrybucja S.A., OSDn informacje o zainstalowanych układach SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO.

IV.3.5.13. PGE Dystrybucja S.A., OSDn powinien zapewniać możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.3, przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A., OSDn, 45% zapotrzebowania netto przedmiotowego operatora, w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci.

Przez zapotrzebowanie netto OSD rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSD (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSP (dla operatora OSDp), uwzględniającą saldo wymiany mocy czynnej z innymi OSD oraz pomniejszoną o wartość mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.5.14. Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2., powinien zapewnić w każdej chwili czasu możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej 45% mocy czynnej pobieranej z tej sieci.

IV.3.5.15. Postanowień pkt IV.3.5.14. nie stosuje się w odniesieniu do odbiorcy posiadającego jednostki wytwórcze, którego produkcja pokrywa co najmniej 50% jego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku poprzedzającym obowiązek określony w pkt IV.3.5.16. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo PGE Dystrybucja S.A., do którego sieci jest przyłączony taki odbiorca, zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne odbiorcy oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci. W przypadku nieuzgodnienia z OSP wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo PGE Dystrybucja S.A., zobowiązany jest do przedłożenia OSP opinii niezależnej firmy eksperckiej, w której zostaną określone, w przypadku takiego odbiorcy, rekomendowane wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO. Koszty sporządzenia opinii przez niezależną firmę ekspercką ponosi odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2..

IV.3.5.16. OSDn i odbiorcy, o których mowa w pkt IV.3.5.2., do dnia 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.10. – IV.3.5.15. oraz informują PGE Dystrybucja S.A. o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.

PGE Dystrybucja S.A. do dnia 30 września każdego roku realizuje obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.10. – IV.3.5.15. oraz informuje OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.

IV.3.5.17. Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt IV.3.5.16., PGE Dystrybucja S.A., OSDn w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER.

PGE Dystrybucja S.A., OSDn przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, OSDn i odbiorcom przyłączonym do sieci właściwego operatora, ujętych w tych planach.

IV.3.5.18. Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w art. 15 ust. 7 lit. b) NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.

IV.3.5.19. Załączenie odbiorcy wyłączonego wskutek zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.

IV.3.5.20. PGE Dystrybucja S.A. w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do jego sieci może dokonać kontroli spełnienia wymagań dotyczących układów SCO, a w przypadku zadziałania układu SCO, ustala przyczynę i zakres zadziałania tego układu.

IV.3.5.21. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje OSP informację o odbiorcach zwolnionych z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO, w przypadku zwolnienia odbiorców, o których mowa w § 43 ust. 10 rozporządzenia systemowego, wraz z informacją o uzgodnieniu przez strony planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.

IV.3.5.22. PGE Dystrybucja S.A., opiniując wniosek otrzymany od odbiorcy, bierze pod uwagę załączony przez odbiorcę plan działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy uwzględniający zainstalowane u odbiorcy moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej, zdolność pracy urządzeń w zakresie częstotliwości od 47,5 do 49,0 Hz, ograniczenia techniczne, zasilanie awaryjne i zastosowane technologie urządzeń, instalacji lub sieci. W przypadku gdy przedstawione przez odbiorcę uzasadnienie zwolnienia z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO, PGE Dystrybucja S.A. uzna za niewystarczające lub zgłosi zastrzeżenia, wówczas PGE Dystrybucja S.A. wzywa odbiorcę do przedłożenia opinii niezależnej firmy eksperckiej, która dokona oceny zasadności zwolnienia odbiorcy z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO.

IV.4. WYMAGANIA DLA UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI

IV.4.1. Odbiorca lub wytwórca będący posiadaczem SGU oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej:

1) stosuje wymagania w zakresie obrony i odbudowy systemu określone dla nowo przyłączanych do sieci instalacji odbiorczych, modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej,
2) wdraża wymagane funkcjonalności na etapie budowy instalacji odbiorczej, modułu wytwarzania energii lub magazynu energii elektrycznej,
3) potwierdza wdrożenie i posiadanie wymaganych zdolności przez wykonanie zwynikiem pozytywnym testów odbiorowych i sprawdzających,
4) przygotowuje we współpracy z PGE Dystrybucja S.A. harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu,
5) raportuje PGE Dystrybucja S.A. wykonanie testów odbiorowych i testów sprawdzających,
6) wdraża programy naprawcze po testach zakończonych wynikiem negatywnym oraz powtarza testy.

IV.4.2. Wytwórca, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzi synchroniczny moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym lub nowy synchroniczny moduł wytwarzania energii typu C, przystosowuje urządzenia i napędy pomocnicze do utrzymania w pracy przynajmniej jednego modułu wytwarzania energii w warunkach całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie.

IV.4.3. Wytwórca, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń podczas całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzą moduły wytwarzania energii typu C lub D, opracowuje i przedstawia PGE Dystrybucja S.A. oraz wdraża plan działań w warunkach utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie. Plan działań zapewnia w szczególności podtrzymanie zdolności operacyjnych do bezpiecznego przyjęcia napięcia w okresie nie krótszym niż 24 godziny oraz uwzględnia działania wymienione w pkt IV.4.2., jeżeli są wymagane.

IV.4.4. W ramach obrony i odbudowy systemu użytkownik systemu przyłączony do sieci PGE Dystrybucja S.A. współpracuje z PGE Dystrybucja S.A. w zakresie określenia i spełnienia wymogów utrzymania zdolności technicznych na potrzeby obrony i odbudowy systemu oraz ich monitorowania.

IV.4.5. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A.:
1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i dbiorcze w należytym stanie technicznym,
2) dostosowuje instalacje, o których mowa w ppkt 1), do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został poinformowany zgodnie z pkt VIII.4.1. ppkt 5),

3) niezwłocznie informuje PGE Dystrybucja S.A. o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układach pomiarowo-rozliczeniowych, a także o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach,
4) bez uzgodnienia z PGE Dystrybucja S.A. nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.

IV.4.6. PGE Dystrybucja S.A. oraz użytkownik systemu, w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE, wdrażają środki w obiektach ujętych w planie obrony systemu i planie odbudowy opracowanych na podstawie art. 11 i art. 23 NC ER. Obiekty, októrych mowa w zdaniu pierwszym, obejmują w szczególności:
1) rozdzielnie będące własnością PGE Dystrybucja S.A.,
2) rozdzielnie, do których są przyłączone moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c NC ER,
3) inne rozdzielnie niezbędne do właściwego przeprowadzenia procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego określone w drodze uzgodnienia między OSP a PGE Dystrybucja S.A.,
4) moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c NC ER.

IV.5. REDYSPONOWANIE NIERYNKOWE

IV.5.1. Redysponowanie jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej i odpowiedzią odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych może być stosowane przez OSP lub PGE Dystrybucja S.A. w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz z uwzględnieniem zasad, wskazanych w art. 13 ust. 6 oraz ust. 7 tego rozporządzenia.

IV.5.2. W ramach prawa, o którym mowa w pkt IV.5.1., na potrzeby równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej OSP może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.

IV.5.3. W ramach prawa, o którym mowa w pkt IV.5.1., na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja S.A. może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.

IV.5.4. Polecenia, o których mowa w pkt IV.5.2., w przypadku jednostek wytwórczych będących farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynów energii elektrycznej, OSP może wydać za pośrednictwem i w koordynacji z PGE Dystrybucja S.A., jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynami energii elektrycznej,

przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub OSDn przyłączonego do sieci PGE Dystrybucja S.A.

IV.5.5. Polecenia, o których mowa w pkt IV.5.3., w przypadku jednostek wytwórczych będących farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynów energii elektrycznej, PGE Dystrybucja S.A. może wydać:

1) bezpośrednio jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., lub
2) za pośrednictwem OSDn przyłączonego do sieci PGE Dystrybucja S.A., jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej tego OSDn lub do sieci dystrybucyjnej innego OSDn przyłączonego do sieci tego OSDn.

IV.5.6. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.5.2., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy OSP a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.

IV.5.7. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.5.3., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.

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

V.1. PGE Dystrybucja S.A. współpracuje z następującymi operatorami:

1) OSP,
2) OIRE,
3) OSD,
4) sprzedawcami,
5) POB_Z,
6) DUB,
7) OHT,
8) OH,
9) OP

oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej oraz operatorami ogólnodostępnych stacji ładowania („OOSŁ").

V.2. Zasady i zakres współpracy PGE Dystrybucja S.A. z operatorem systemu przesyłowego są określone w niniejszej IRiESD, IRiESP oraz umowie o świadczeniu usług przesyłania energii elektrycznej.

V.3. OSDn realizuje określone w Ustawie, IRiESP, WDB oraz IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem OSD, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

V.4. Zasady i zakres współpracy PGE Dystrybucja S.A. z OSDn są określone w IRiESP, WDB i IRiESD oraz w IWR, a także w stosownych umowach zawartych pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSDn, przy czym:

a) w przypadku, gdy OSDn posiada bezpośrednie połączenia z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A. oraz innych OSDp, współpraca z OSP jest realizowania przez tego OSDn za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A. lub innych OSDp, odpowiednio do obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn i obszaru sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. i danego OSDp,
b) w przypadku gdy OSDn nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A., to taki OSDn realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDp, do którego sieci przyłączony jest podmiot, z którym połączona jest sieć OSDn, z uwzględnieniem postanowień lit. a).

V.5. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI.

V.6. Współpraca PGE Dystrybucja S.A. z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.

V.7. Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

V.8. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.

V.9. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu 220 kV, 110 kV i SN, OSDn, a w szczególnych przypadkach także inne podmioty wskazane przez PGE Dystrybucja S.A., opracowują i uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A. instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w IRiESD.

V.10. Przedmiotem instrukcji współpracy służb dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A. ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym OSDn, jest w zależności od potrzeb:

a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1.,
e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
h) zakres i tryb obiegu informacji,
i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.

V.11. Instrukcja współpracy służb dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A. z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. zawiera co najmniej:

a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych,
b) eksploatacyjne granice stron,
c) zakres i tryb obiegu informacji,
d) wykazy osób upoważnionych wraz z danymi teleadresowymi, które podlegają aktualizacji po każdej zmianie oraz aktualizacji corocznej w terminie określonym przez PGE Dystrybucja S.A.

V.12. PGE Dystrybucja S.A. – 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 przyłączeń, 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 PGE DYSTRYBUCJA S.A.

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

a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,

b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., innych niż JWCD oraz JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,

c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,

d) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD,

e) prowadzi działania sterownicze i regulacyjne obejmujące:

- zmianę wytwarzania mocy czynnej lub biernej przez moduł wytwarzania energii,
- załączanie dławików i kondensatorów,
- załączanie elementów sieci (linii, transformatorów),
- zmianę zaczepów transformatorów,
- zmianę trybów regulacji i wartości zadanych układów regulacji i automatyk,

f) wprowadza ograniczenia pracy lub odłącza od sieci mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci PGE Dystrybucja S.A., w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci; uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci PGE Dystrybucja S.A. jest obowiązana niezwłocznie przywrócić stan poprzedni,

g) wprowadza przerwy i ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na zasadach określonych w pkt. IV.3.,

h) zbiera i przekazuje do OSP dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP,

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

VI.1.3. Podmioty uczestniczące w prowadzeniu ruchu sieciowego sporządzają w formie pisemnej wykazy osób i jednostek organizacyjnych bezpośrednio uczestniczących w prowadzeniu ruchu sieciowego w KSE. Wykazy podlegają bieżącej aktualizacji i są sobie wzajemnie przekazywane.

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

VI.1.5. PGE Dystrybucja S.A. na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada za wyjątkiem sieci koordynowanej 110 kV, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz sposób pracy punktu neutralnego sieci SN.

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

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

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

Obszar działania poszczególnych Oddziałów opisano w Załączniku nr 5.

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

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

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

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

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

VI.2.4. Służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:

a) monitorowaniu pracy urządzeń,

b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z tym że w koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, 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.2.5. Służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A. na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiadają, zgodnie z ustalonym podziałem kompetencji sprawują nadzór nad:
a) układami pracy sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej, w tym pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., innych niż JWCD i JWCK.

VI.2.6. Służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego PGE Dystrybucja S.A., polegający w szczególności na:
a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.

VI.2.7. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A. w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt. od VI.2.3 do VI.2.6. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. PGE Dystrybucja S.A. ustala okres ich przechowywania.

VI.2.8. W przypadku wystąpienia awarii w sieci dystrybucyjnej, PGE Dystrybucja S.A. w uzasadnionych przypadkach powołuje komisję, która ustala przebieg awarii i przyczyny jej powstania, a także proponuje działania zapobiegawcze. W sytuacji wystąpienia awarii w sieci 110 kV koordynowanej przez OSP, w pracach komisji powoływanej przez PGE Dystrybucja S.A. mogą uczestniczyć również przedstawiciele OSP.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VI.3.1. PGE Dystrybucja S.A. sporządza koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej, zgodnie z postanowieniami TCM.

VI.3.2. PGE Dystrybucja S.A. w uzgodnieniu z OSP sporządza średnioterminowe oraz dobowe plany pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. zgodnie z postanowieniami TCM.

VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania

dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez Operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

VI.3.4. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP przez Operatora systemu przesyłowego.

VI.3.5. Jednym z elementów analiz, o których mowa w pkt VI.3.4 jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.

VI.3.6. PGE Dystrybucja S.A. ustala sposób udostępniania planów, o których mowa w pkt VI.3.1. i VI.3.2. Natomiast dane do tworzenia planów, w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do Operatora systemu przesyłowego.

VI.3.7. Przekazanie planów przez posiadaczy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej do PGE Dystrybucja S.A., powinno być realizowane w następujących terminach:

a) plany średnioterminowe – dane do planów średnioterminowych, obejmujących 5 - letni horyzont planowania powinny zostać przekazane co najmniej raz w miesiącu do 15 dnia kalendarzowego każdego miesiąca, na okres kolejnych 60 miesięcy, przy czym dane dotyczące pierwszych 59 miesięcy są aktualizacją danych wcześniej przekazanych,
b) plany dobowe – dane do planów dobowych, obejmujących 9 kolejnych dni kalendarzowych powinny być przekazane przynajmniej raz dziennie do godziny 09.00 na okres kolejnych 9 dni kalendarzowych, przy czym dane dotyczące pierwszych 8 dni kalendarzowych są aktualizacją danych wcześniej przekazanych.

VI.3.8. Dane planistyczne, o których mowa w TCM oraz w pkt VI.3.7., są przekazywane do PGE Dystrybucja S.A. w trybie ciągłym, co oznacza, że powinny być aktualizowane po każdej ich zmianie.

VI.3.9. PGE Dystrybucja S.A., na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. za wyjątkiem jednostek wytwórczych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

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

VI.4.2. PGE Dystrybucja S.A. planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A. w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.

VI.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany, o których mowa w pkt.VI.4.1. i VI.4.2., są przekazywane do Operatora systemu przesyłowego. Sposób przekazywania danych ustalany jest w trybie roboczym z OSP.

VI.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez PGE Dystrybucja S.A. uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.5. UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.

VI.5.2. PGE Dystrybucja S.A. określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1kV.

VI.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:

a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
b) wymagane poziomy napięcia,
c) wartości mocy zwarciowych,
d) rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
e) dopuszczalne obciążenia,
f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
h) nastawienia zaczepów dławików gaszących,
i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
k) harmonogram pracy transformatorów,
l) wykaz jednostek wytwórczych.

VI.5.4. Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

VI.5.5. Układy normalne pracy sieci 110 kV są opracowywane przez PGE Dystrybucja S.A. do dnia:

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

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.6.1. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

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

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

VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:

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

VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia służbom dyspozytorskim PGE Dystrybucja S.A. w terminie co najmniej 20 dni kalendarzowych – dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni kalendarzowych – dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

VI.7.5. PGE Dystrybucja S.A. może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni kalendarzowych przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

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

VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z IRiESP, służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A. uzgadniają programy łączeniowe z operatorem systemu przesyłowego.

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

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

a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,

b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,

c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciowe w danym punkcie sieci,

d) elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej powinny pracować zgodnie z IRiESP.

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

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

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

gdzie:

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

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

VII.4. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów określa PGE Dystrybucja S.A.

W przypadku transformatorów 110 kV/SN warunki te określa się w porozumieniu z OSP.

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

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

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

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

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. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej I i II

VIII.1.1.1. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s w miejscach przyłączenia zawiera się w przedziale:

1) 50 Hz ± 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
2) 50 Hz + 4% / – 6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

VIII.1.1.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyleń ± 10% napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV.

VIII.1.1.3. Przez 95% czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{lt}) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 0,8.

VIII.1.1.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

1) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej,
2) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]
rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]	rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia 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	$0,2 + 0,5 \cdot \frac{25}{h}$				

VIII.1.1.5. W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 3%.

VIII.1.1.6. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci, mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami jakościowymi tej energii określonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.1.7. PGE Dystrybucja S.A. zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

1) użytkownik systemu pobiera z niej lub wprowadza do niej moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą,
2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.2. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III-V

VIII.1.2.1. Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s zawiera się w przedziale:

1) 50 Hz ± 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
2) 50 Hz + 4% / – 6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

VIII.1.2.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyleń ±10% napięcia znamionowego.

VIII.1.2.3. Przez 95% czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{lt}) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1.

VIII.1.2.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

1) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej,
2) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]
rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]	rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia 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%				
>25	$0{,}5 + \frac{25}{h}$				

VIII.1.2.5. W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 8%.

VIII.1.2.6. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.

VIII.1.2.7. PGE Dystrybucja S.A. zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

1) użytkownik systemu pobiera z sieci lub wprowadza do sieci moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą,
2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.3. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej VI

VIII.1.3.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa.

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

1) planowane,
2) nieplanowane.

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 s,
2) krótkie – trwające dłużej niż 1 s i nie dłużej niż 3 min,
3) długie – trwające dłużej niż 3 min i nie dłużej niż 12 godz.,
4) bardzo długie – trwające dłużej niż 12 godz. i nie dłużej niż 24 godz.,
5) katastrofalne – trwające dłużej niż 24 godz.

VIII.2.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt VIII.4.1. ppkt 4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych II–III i VI:

1) dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w roku wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa,
2) w przypadku gdy odbiorcą jest OSP w zakresie potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej najwyższych napięć, dopuszczalne czasy trwania przerw, o których mowa w ppkt 1), są co najmniej o połowę krótsze od czasów określonych w pkt VIII.2.5.

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 godz.,
   b) przerwy nieplanowanej – 24 godz.,
2) przerw w roku stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
   a) przerw planowanych – 35 godz.,
   b) przerw nieplanowanych – 48 godz.

VIII.2.6. PGE Dystrybucja S.A., w terminie do dnia 31 marca każdego roku, publikuje na swojej stronie internetowej wartości wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku:

1) wskaźnik:
   a) 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 danym roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,

b) przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców – wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw,

2) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców.

Dla każdego z wskaźników, o których mowa powyżej, podaje się liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

VIII.3.1.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

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

a) wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,

b) wartość P_{lt} nie powinna być większa niż 0,65,

c) wartość $d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3 % przez czas dłuższy niż 500 ms,

d) względna zmiana napięcia w stanie ustalonym $d = \frac{\Delta U}{U_n}$ nie powinna przekraczać 3,3%, gdzie:

ΔU – zmiana wartości skutecznej napięcia, wyznaczona jako pojedyncza wartość dla każdego kolejnego półokresu napięcia źródła, pomiędzy jego przejściami przez zero, występująca między okresami, gdy napięcie jest w stanie ustalonym co najmniej przez 1 s.

VIII.3.1.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu

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

a) Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,

b) Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,
c) Klasa C – sprzęt oświetleniowy
d) Klasa D – sprzęt o mocy 600 W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobisty i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

VIII.3.1.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym ≤16 A zakwalifikowane do:
a) Klasy A podano w Tablicy 1,
b) Klasy B podano w Tablicy 2,
c) Klasy C podano w Tablicy 3,
d) Klasy D podano w Tablicy 4.

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

***Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy** B.*

Rząd harmonicznej, n	**Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, A**
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,155
9	0,6
11	0,495
13	0,315

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

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

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

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

Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych 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 harmonicznej, n	**Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu zasilającego, %**

3	21,6
5	10,7
7	7,2
9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1
21	≤0,6
23	0,9
25	0,8
27	≤0,6
29	0,7
31	0,7
≥33	≤0,6

VIII.3.2. Wymagania dla modułu wytwarzania energii przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym

VIII.3.2.1. Moduł wytwarzania energii nie może powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli, przy czym podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń:

Lp.	Pr□d□i□ł w□rtoś□i RVC	M□k□ym□l□□dopu□□□□l□□ li□b□i □ę□tość wy□tępow□□i□□d□r□ń RVC
1	0,5% ≤ RVC < 1,5%	100/god□
2	1,5% ≤ RVC < 3,0%	10/god□
3	3,0% ≤ RVC	0

VIII.3.2.2. Udział modułu wytwarzania energii w całkowitych wahaniach napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła (Pst) i długookresowego współczynnika migotania światła (Plt) ponad wartość tła nie przekracza wartości określonych w poniższej tabeli:

Lp.	N□pię□i□ □□mio□ow□ □i□i	(P□t)	(Plt)
1	≥ 220 kV	0,30	0,20

2	110 kV	0,35	0,25

VIII.3.2.3. Moduł wytwarzania energii nie może powodować w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż 50% wartości granicznych określonych w tabeli w pkt VIII.1.1.4. ppkt 2).

VIII.3.2.4. Moduł wytwarzania energii powinien spełniać wymagania w zakresie wartości wahań napięcia, o których mowa w pkt VIII.3.2.1. i VIII.3.2.2. oraz wymagania w zakresie wartości harmonicznych napięcia, o których mowa w pkt VIII.1.1.4. ppkt 2) przez 99% czasu w każdym tygodniu.

VIII.3.2.5. Wartość maksymalna całkowitego współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w miejscu przyłączenia modułu wytwarzania energii do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym jest równa 1,5% lub mniejsza.

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

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

1) przyjmowanie od odbiorców przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej z sieci,
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 5-dniowym 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,
   c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach.
5) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, 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 równym 1 kV lub niższym, 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 aktualnej taryfy,

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 ppkt 9), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,

9) na wniosek odbiorcy dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie PGE Dystrybucja S.A.,

10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie PGE Dystrybucja S.A. za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

11) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 6) lub 9).

VIII.4.2. Reklamacje odbiorcy dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego są rozpatrywane na zasadach i w terminach określonych w pkt II.4.7.1.

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:

1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne - zwanej dalej „Ustawą" lub „ustawą Prawo energetyczne" (Dz. U. z 2024 r., poz. 266 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
2) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE" (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093),
3) decyzji Prezesa URE DPE-4711-18(3)/19029/2010/MW z dnia 31 sierpnia 2010 r. wyznaczeniu PGE Dystrybucja Spółka Akcyjna operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego",
4) koncesji PGE Dystrybucja S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/42D/19029/W/2/2010/BT z dnia 31 sierpnia 2010 r.,
5) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP"),
6) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE" (Dz. U. z 2024 r., poz. 1361 z późn. zmianami),
7) Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja S.A.,
8) Warunków dotyczących bilansowania (zwanych dalej „WDB"),
9) 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. z późn. zmianami) - EB GL,
10) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności" (Dz. U. z 2024 r., poz. 1289),
11) ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, zwanej dalej „ustawą o prawach konsumenta" (Dz. U. z 2023 r., poz. 2759 z późn. zmianami),
12) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy" (Dz. U. z 2023 r., poz. 2131).

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

A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. i posiadające zawarte z PGE Dystrybucja S.A. umowy dystrybucji, mogą być URB zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w WDB. Wówczas taki podmiot powinien mieć zawartą również umowę przesyłową.

A.1.4. Każdy OSDn realizuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz określone w ustawie o rynku mocy obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSDn oraz odpowiednio zapisami WDB lub IRiESD.

A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB i który posiada umowę dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A. albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą posiadającym zawartą GUD-K z PGE Dystrybucja S.A. jest URD.

Zasady obsługi podmiotów przyłączonych do sieci OSDn (zwanych dalej „URDn"), reguluje stosowna instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowana przez OSDn.

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

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

Zasięg terytorialny poszczególnych Oddziałów opisano w Załączniku nr 5.

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez PGE Dystrybucja S.A., a w szczególności:

1) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
2) zasady kodyfikacji podmiotów,
3) zasady sprzedaży rezerwowej,
4) zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na RB oraz zasady współpracy w zakresie wymiany informacji dla potrzeb rynku mocy,
5) zasady współpracy dotyczące usługi IRP,
6) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
7) procedurę zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez PGE Dystrybucja S.A. do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych,
8) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
9) zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania standardowych profili zużycia,
10) postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne,

11) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,

12) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,

13) istotne postanowienia umów o świadczeniu usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami energii elektrycznej (GUD i GUD-K).

A.2.2. Obszar sieci, dla którego PGE Dystrybucja S.A. wykonuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami obejmuje sieć dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A. oraz sieci dystrybucyjne OSDn przyłączone bezpośrednio lub pośrednio do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem RB.

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

a) PGE Dystrybucja S.A.,

b) OSDn wyznaczonych na sieciach dystrybucyjnych przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,

c) „sąsiednich OSDn" tzn. OSDn, których sieci są połączone pośrednio z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A.,

d) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,

e) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD z PGE Dystrybucja S.A.,

f) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD-K z PGE Dystrybucja S.A.,

g) sprzedawców pełniących na obszarze PGE Dystrybucja S.A. funkcję sprzedawcy rezerwowego,

h) POB_Z działających na obszarze PGE Dystrybucja S.A.,

i) DUB działających na obszarze PGE Dystrybucja S.A.,

j) podmioty pełniące, zgodnie z WDB, funkcje OH lub OHT i reprezentujące podmioty wymienione w lit. a) – i) – w przypadku, gdy ich działalność dotyczy obszaru PGE Dystrybucja S.A.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie RB jest OSP. Zasady funkcjonowania RB, w tym obszar RB, określają WDB. Na RB działają URB, którymi mogą być:

1) POB,

2) DUB.

URB może być jednocześnie POB i DUB.

POB może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii elektrycznej poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu niezbilansowania, zgodnie

z zasadami określonymi w WDB. Natomiast DUB może być podmiot, o którym mowa w pkt A.11.1.

A.3.2. PGE Dystrybucja S.A. 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. PGE Dystrybucja S.A. uczestniczy w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, na które składają się MB z obszaru sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. oraz sieci dystrybucyjnej OSDn, dla których PGE Dystrybucja S.A. realizuje obowiązki OSDn w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt A.1.4.

W ramach obszaru RB wyróżnia się następujące MB:

a) fizyczne MB ($_{F}$MB) - jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej,

b) wirtualne MB ($_{W}$MB) – jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii elektrycznej niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii elektrycznej.

A.3.4. $_{F}$MB mogą reprezentować dostawy energii elektrycznej realizowane:

a) bezpośrednio w tej lokalizacji sieci ($_{FZ}$MB), jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB, oraz

b) we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, przyłączonych lub reprezentowanych w tej lokalizacji sieci ($_{FD}$MB).

Ze względu na wartości atrybutów $_{FD}$MB występują następujące oznaczenia typów $_{FD}$MB:

- MB_{O}, MB_{W} - reprezentujące dostawy energii elektrycznej URD, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB,
- MB_{OSD} - reprezentujące wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. oraz sąsiednich OSDp,
- $_{AFD}$MB - reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB; obowiązują odpowiednio następujące oznaczenia typów $_{AFD}$MB: MB_{AO}, MB_{AW}, MB_{AH}, MB_{AZ}, MB_{AM}, MB_{AI}.

A.3.5. URD jest bilansowany handlowo na RB przez POB_{Z}.

POB_{Z} jest wskazywany przez:

1) sprzedawcę – w GUD lub GUD-K zawartej z PGE Dystrybucja S.A.,
2) URD_W,
3) URD_{ME}.

Ustanowienie lub zmiana POB_Z odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E.

Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego PPE dokonuje tylko jeden POB_Z.

A.3.6. Do jednego PPE w danym czasie może być przypisany tylko jeden sprzedawca.

Jeżeli na dzień poprzedzający uruchomienie produkcyjne CSIRE do jednego PPE przypisany jest więcej niż jeden sprzedawca, wówczas PGE Dystrybucja S.A. przypisuje do tego PPE sprzedawcę, dla którego realizowana jest umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa w zakresie energii pobieranej z sieci PGE Dystrybucja S.A. Zasada ta jest stosowana przez PGE Dystrybucja S.A. również na potrzeby przekazania informacji o PPE, zgodnie z art. 20 Ustawy OIRE.

A.3.7. PGE Dystrybucja S.A. zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

1) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarła GUD,
2) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarła GUD-K,
3) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
4) informacje o sprzedawcy zobowiązanym, wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania,
5) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami i POB_Z.

A.3.8. URD_W, który:

- posiada wyłącznie odnawialne źródło energii o mocy zainstalowanej nie większej niż 1MW,
- dokonuje zakupu energii na potrzeby własne wytwarzania od Sprzedawcy Macierzystego,
- sprzedaje wyprodukowaną w tym źródle energię Sprzedawcy Macierzystemu,

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

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

A.3.9. Świadczenie usług dystrybucji przez PGE Dystrybucja S.A. w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub wprowadzonej do tej sieci przez OSDn, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z OSDn jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt B.1.

Warunki i zakres współpracy PGE Dystrybucja S.A. z OSDn, w zakresie przekazywania danych pomiarowych, określa umowa zawarta pomiędzy PGE Dystrybucja S.A a OSDn, o której mowa w pkt A.6.1.

A.3.10. Wytwórca w mikroinstalacji jest URD_O zarówno w zakresie energii pobranej z sieci PGE Dystrybucja S.A. jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci PGE Dystrybucja S.A., dla danego PPE.

Posiadacz magazynu energii o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej mniejszej lub równej 50 kW jest URD_O zarówno w zakresie energii pobranej z sieci PGE Dystrybucja S.A. jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci PGE Dystrybucja S.A., dla danego PPE.

A.3.11. Wytwórca inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.11. jest URDw zarówno w zakresie energii pobranej z sieci PGE Dystrybucja S.A. jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci PGE Dystrybucja S.A., dla danego punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii elektrycznej inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.11. jest URD_{ME} zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci PGE Dystrybucja S.A. jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci PGE Dystrybucja S.A., dla danego PPE.

A.3.13. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży albo umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego, oraz PGE Dystrybucja S.A., a także Prezesa URE o:

a) konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD,
b) przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę,
c) kodzie PPE,

niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni kalendarzowych od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży albo 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.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) powyżej wynikających z rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej zawartej przez sprzedawcę z URD, zastosowanie ma obowiązek, o którym mowa w pkt D.1.7. Wówczas zmiana charakterystyki PPE, w tym ewentualne uruchomienie sprzedaży rezerwowej, następuje zgodnie z IRiESP-OIRE.

A.3.14. PGE Dystrybucja S.A. po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSP o konieczności zaprzestania przez PGE Dystrybucja S.A. świadczenia usług dystrybucji na rzecz tego sprzedawcy, w następujących przypadkach:

a) utraty POB_Z sprzedawcy,
b) rozwiązania umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.

Powyższe informacje PGE Dystrybucja S.A. przekazuje niezwłocznie do Prezesa URE.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) PGE Dystrybucja S.A. może rozwiązać z dniem utraty POB_Z umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.

W przypadku rozwiązania przez PGE Dystrybucja S.A. umów, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7., PGE Dystrybucja S.A. powiadamia OIRE.

A.3.15. PGE Dystrybucja S.A. po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez PGE Dystrybucja S.A. świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie informuje OSP o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:

a) brak odpowiednich gwarancji dotyczących wiarygodności finansowej tego sprzedawcy lub POB_Z wskazanego przez tego sprzedawcę, wynikających z umów dystrybucji zawartych przez PGE Dystrybucja S.A. z tymi podmiotami,
b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy ze sprzedawcą, o której mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7.,
c) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy o świadczenie usług dystrybucji z POB_Z, o której mowa w pkt. A.4.3.5.

A.3.16. Dostarczanie energii elektrycznej URD w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.

Powyższe nie ma zastosowania do URD w gospodarstwie domowym:

a) posiadającego umowę sprzedaży, która została zawarta w terminie do 23 lutego 2024 r., chyba że ten URD wystąpi z wnioskiem do sprzedawcy o zawarcie umowy kompleksowej, a umowa ta zostanie zgłoszona do PGE Dystrybucja S.A. zgodnie z IRiESD, oraz
b) posiadającego umowę dystrybucji, która została zawarta w terminie do 23 lutego 2024r.

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

A.4.1. PGE Dystrybucja S.A. zapewnia URD realizację umów sprzedaży energii elektrycznej albo umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do CSIRE, a informacja o ich przypisaniu do PPE zostanie przekazana przez OIRE do PGE Dystrybucja S.A. na zasadach określonych w IRiESP-OIRE, pod warunkiem obowiązywania odpowiednich umów, o których mowa w pkt A.4.3.6. i A.4.3.7., zawartych z PGE Dystrybucja S.A..

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

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

A.4.3.1. PGE Dystrybucja S.A., z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.6, świadczy URD usługę dystrybucji energii elektrycznej, pod warunkiem:

1) uzyskania przez URD odpowiednich koncesji albo wpisu do właściwego rejestru lub wykazu - jeżeli jest taki wymóg prawny,
2) zawarcia przez URD umowy dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A.,
3) przekazania przez OIRE do PGE Dystrybucja S.A. informacji o przypisaniu umowy sprzedaży energii elektrycznej URD do PPE - dotyczy URD obsługiwanego przez sprzedawcę,
4) ustanowienia przez URD_W wybranego POB_Z i przekazania tej informacji przez OIRE do PGE Dystrybucja S.A. - dotyczy URD_W obsługiwanego przez POB_Z,
5) ustanowienia przez URD_{ME} wybranego POB_Z i przekazania tej informacji przez OIRE do PGE Dystrybucja S.A. - dotyczy URD_{ME} obsługiwanego przez POB_Z.

A.4.3.2. PGE Dystrybucja S.A., z zachowaniem wymagań pkt A.4.3.7., świadczy URD usługę dystrybucji energii elektrycznej, w ramach zawartej przez URD umowy kompleksowej, pod warunkiem przekazania przez OIRE do PGE Dystrybucja S.A. informacji o przypisaniu umowy kompleksowej URD do PPE.

A.4.3.3. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a PGE Dystrybucja S.A., powinna spełniać wymagania określone w Ustawie i zawierać w szczególności następujące elementy:
1) informację, że POB_Z dla URD jest podmiot określony zgodnie z GUD, dla którego PGE Dystrybucja S.A. realizuje umowę sprzedaży - dotyczy URD obsługiwanego przez sprzedawcę,
2) sposób i zasady rozliczeń z PGE Dystrybucja S.A. z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB_Z - dotyczy URD_W oraz URD_{ME},

wskazanie DUB - dotyczy URD_W oraz URD_{ME} posiadających JWCD.

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 posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A., zawartą jedną umowę o świadczenie usług dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A. oraz spełniający procedury i warunki zawarte w IRiESD, może pełnić funkcję POB_Z. Umowa dystrybucji zawierana przez PGE Dystrybucja S.A. z POB_Z powinna spełniać wymagania określone w Ustawie oraz zawierać w szczególności następujące elementy:

1) oświadczenie POB_Z o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
2) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
3) kody EIC PGE Dystrybucja S.A. oraz POB_Z,
4) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
5) zobowiązania stron,
6) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz POB_Z, a także ich dane teleadresowe,

7) zasady przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe podmiotów działających na obszarze PGE Dystrybucja S.A.,
8) wykaz MB przypisanych do POB,
9) zobowiązanie POB_Z do niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu WDB,
10) zobowiązanie POB_Z do wysłania komunikatu do CSIRE o zakończeniu bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME},
11) informację, że POB_Z prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawców, URD_W lub URD_{ME} dla których został przypisany w CSIRE,
12) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy,
13) zasady zmiany i rozwiązywania umowy,
14) zasady przekazywania przez PGE Dystrybucja S.A. na MB przyporządkowane temu POB_Z, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru PGE Dystrybucja S.A. oraz obszaru OSDn, dla którego PGE Dystrybucja S.A. realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, POB_Z prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawców oraz URD_W i URD_{ME} przyłączonych do sieci OSDn, dla których POB_Z świadczy usługi bilansowania handlowego z obszaru OSDn.

A.4.3.6. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A., zawiera z PGE Dystrybucja S.A. jedną GUD na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy. GUD reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy podmiotem jako sprzedawcą a PGE Dystrybucja S.A. oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. GUD powinna spełniać wymagania określone w Ustawie oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

1) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A. oraz zasady zmiany POB_Z; przez wskazanie POB_Z rozumie się przypisanie POB_Z do sprzedawcy w CSIRE oraz przekazanie tej informacji przez OIRE do PGE Dystrybucja S.A.,
2) kody EIC PGE Dystrybucja S.A. oraz sprzedawcy,
3) zobowiązania stron,
4) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
5) zasady postępowania reklamacyjnego, rozstrzygania sporów i realizacji obowiązków informacyjnych,
6) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy,
7) zasady zmiany i rozwiązywania umowy,

zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będących odbiorcami końcowymi, w tym Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi, Prosumentami wirtualnymi lub członkami spółdzielni energetycznej, na podstawie umów

kompleksowych, zawiera z PGE Dystrybucja S.A. jedną GUD-K na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. GUD-K określa warunki realizacji umów kompleksowych dla w/w URD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-K powinna spełniać wymagania określone w Ustawie oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

1) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A. oraz zasady zmiany POB_Z; przez wskazanie POB_Z rozumie się przypisanie POB_Z do sprzedawcy w CSIRE oraz przekazanie tej informacji przez OIRE do PGE Dystrybucja S.A.,
2) kody EIC PGE Dystrybucja S.A. oraz sprzedawcy,
3) zobowiązania stron,
4) zasady ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez PGE Dystrybucja S.A.,
5) warunki świadczenia przez PGE Dystrybucja S.A. usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
6) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a sprzedawcą,
7) zasady zabezpieczeń należytego wykonania umowy,
8) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
9) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy,
10) zasady postępowania reklamacyjnego, rozstrzygania sporów i realizacji obowiązków informacyjnych,
11) zasady zmiany i rozwiązywania umowy,
12) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.8. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt A.1.4., OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z PGE Dystrybucja S.A. umowę. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

1) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz PGE Dystrybucja S.A.,
2) zgodę OSDn na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez PGE Dystrybucja S.A.,
3) zobowiązanie OSDn do zawierania umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej ze sprzedawcami, którzy posiadają zawartą GUD lub GUD-K z PGE Dystrybucja S.A. oraz dla których bilansowanie handlowe będzie prowadził POB_Z, posiadający umowę, o której mowa w pkt A.4.3.5., zawartą z PGE Dystrybucja S.A.,
4) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
5) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz OSDn, a także ich dane teleadresowe,
6) zobowiązania stron do stosowania postanowień IRiESD,
7) zasady zmiany i rozwiązywania umowy,
8) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSDn,
9) zasady wyznaczania, przekazywania lub udostępniania danych pomiarowych,
10) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,

11) zasady współpracy w zakresie przekazywania informacji, a w szczególności przekazywania danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy.

Zasady, o których mowa w ppkt 10) lub 11) mogą zostać uregulowane w odrębnych umowach zawartych pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSDn

A.4.3.9. Istotne postanowienia GUD i GUD-K zawarte są w Załączniku nr 6 do IRiESD. Postanowienia te są wiążące dla PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawców przy zawieraniu tych umów.

A.4.3.10. Nie później niż do 60 dnia ~~poprzedzającego uruchomienie produkcyjne~~kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE, PGE Dystrybucja S.A. i ~~sprzedawcy~~POB_Z zawrą nową ~~GUD albo dokonają aktualizacji obowiązującej GUD~~umowę, o której mowa w pkt A.4.3.5, zgodnie z obowiązującym w PGE- Dystrybucja S.A. -wzorcem ~~GUD,~~ dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.
W przypadku gdy w terminie, o którym mowa w zdaniu pierwszym POB_Z nie zawrze nowej umowy, o której mowa w pkt A.4.3.5, wówczas:

1) dotychczas obowiązująca umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta przez POB_Z z PGE Dystrybucja S.A. ulega rozwiązaniu z końcem dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE,

2) PGE Dystrybucja S.A. nie przekaże OIRE w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 20 Ustawy OIRE informacji dotyczących możliwości pełnienia przez POB_Z funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A.,

~~1)~~3) POB_Z zobowiązany jest powiadomić sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} o zakończeniu bilansowania handlowego na koniec dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, w terminie nie później niż do 50 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE.

A.4.3.11. Nie później niż do 60 dnia ~~poprzedzającego uruchomienie produkcyjne~~kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE, PGE Dystrybucja S.A. i ~~sprzedawcy~~POB_Z zawrą nową ~~GUD-K albo dokonają aktualizacji obowiązującej GUD-K~~umowę, o której mowa w pkt A.4.3.5, zgodnie z obowiązującym w PGE Dystrybucja S.A. wzorcem ~~GUD-K,~~ dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.
W przypadku gdy w terminie, o którym mowa w zdaniu pierwszym POB_Z nie zawrze nowej umowy, o której mowa w pkt A.4.3.5, wówczas:

1) dotychczas obowiązująca umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta przez POB_Z z PGE Dystrybucja S.A. ulega rozwiązaniu z końcem dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE,

2) PGE Dystrybucja S.A. nie przekaże OIRE w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 20 Ustawy OIRE informacji dotyczących możliwości pełnienia przez POB_Z funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A.,

~~1)~~3) POB_Z zobowiązany jest powiadomić sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} o zakończeniu bilansowania handlowego na koniec dnia poprzedzającego

uruchomienie produkcyjne CSIRE, w terminie nie później niż do 50 dnia kalendarzowego przed dniem uruchomienia produkcyjnego CSIRE.

~~A.4.3.12. W przypadku, gdy sprzedawca ma zawartą GUD-K jedynie dla URD w gospodarstwach domowych, i PGE Dystrybucja S.A. otrzyma z CSIRE powiadomienie o nowej umowie kompleksowej zawartej przez tego sprzedawcę z URD innym niż URD w gospodarstwie domowym, wówczas PGE Dystrybucja S.A. dokona w CSIRE powiadomienia o zmianie ww. GUD-K w zakresie wstrzymania możliwości dokonywania zgłoszeń nowych umów kompleksowych przez tego sprzedawcę.~~

~~A.4.3.13. W przypadku, gdy sprzedawca ma zawartą GUD-K jedynie dla URD w gospodarstwach domowych, i PGE Dystrybucja S.A. otrzyma z CSIRE powiadomienie o nowej umowie kompleksowej zawartej przez tego sprzedawcę z URD innym niż URD w gospodarstwie domowym, wówczas PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej dla tego URD.~~

A.4.3.12~~4~~. Podmiot zamierzający pełnić funkcję DUB na zasobach przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A., musi spełnić wymagania zawarte w pkt A.11., w tym zawrzeć umowę dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A..

Umowa dystrybucji zawierana przez PGE Dystrybucja S.A. z DUB powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

1) oświadczenie DUB o zawarciu umowy przesyłowej umożliwiającej świadczenie usług bilansujących na RB,
2) kod identyfikacyjny DUB na RB,
3) dane o posiadanych przez podmiot odpowiednich koncesjach – jeżeli jest taki wymóg prawny,
4) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz DUB, a także ich dane teleadresowe,
5) zasady zmiany DUB reprezentującego zasób URD,
6) wykaz zasobów, z wykorzystaniem których DUB świadczy usługi bilansujące na RB,
7) oświadczenie DUB, że posiada umocowanie właścicieli poszczególnych zasobów do korzystania z tych zasobów i rozporządzania tymi zasobami przez DUB, zgodnie z zapisami WDB,
8) zasady informowania DUB o zmianie POB_Z dla zasobów URD, dla których DUB świadczy usługi bilansujące,
9) zobowiązanie DUB do niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o zaprzestaniu lub zawieszeniu działalności na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących,
10) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, DUB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, DUB świadczy usługi bilansujące zasobów przyłączonych do sieci OSDn.

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

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

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

A.5.2. W ramach obowiązków współpracy z OSP w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, PGE Dystrybucja S.A. w szczególności:

1) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB_Z,
2) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania PPE do zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,
3) uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. do świadczenia usług bilansujących na RB,
4) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych $_{AFD}$MB wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB,
5) przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych $_{AFD}$MB wraz z informacją o POB_Z tych zasobów,
6) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,
7) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
8) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD, z wykorzystywaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, do poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG należących do DUB,
9) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
10) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania RB oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
11) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie POB_Z lub DUB przez zasoby należące do URD.

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

1) przyporządkowuje do POB_Z określone MB służące do reprezentowania na RB ilości

dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych określonych w umowie przesyłowej zawartej z OSP oraz umów dystrybucji albo umów kompleksowych,

2) przyporządkowuje sprzedawców, URD_W oraz URD_{ME} do poszczególnych MB, przydzielonych POB_Z, na podstawie informacji przekazanej PGE Dystrybucja S.A. przez OIRE z CSIRE,
3) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie informacji przekazanej PGE Dystrybucja S.A. przez OIRE z CSIRE,
4) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy kompleksowe, w tym umowy kompleksowe rezerwowe, na podstawie informacji przekazanej PGE Dystrybucja S.A. przez OIRE z CSIRE,
5) uwzględnia zmianę POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, na podstawie informacji przekazanej PGE Dystrybucja S.A. przez OIRE z CSIRE,
6) przekazuje OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji RB,
7) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.

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

A.5.5. PGE Dystrybucja S.A. nadaje kody identyfikacyjne sprzedawcom oraz URD_W i URD_{ME} przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie OSD, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:

1) Sprzedawca – AAAA_KodOSD_P_XXXX, gdzie:
…(oznaczenie literowe podmiotu)…_...(oznaczenie kodowe OSD)…_P_...(numer podmiotu)…,
2) URD_W – AAAA_KodOSD_W_XXXX, gdzie:

…(oznaczenie literowe podmiotu)…_...(oznaczenie kodowe OSD)…_W_...(numer podmiotu)…,

3) URD_{ME} – AAAA_KodOSD_M_XXXX, gdzie:

…(oznaczenie literowe podmiotu)…_...(oznaczenie kodowe OSD)…_M_...(numer podmiotu)…

PGE Dystrybucja S.A., sprzedawca oraz POB_Z muszą posiadać nadany Kod EIC wykorzystywany w szczególności w komunikacji z CSIRE.

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

A.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych, o których mowa w pkt A.5.5. ppkt 1) - 3), odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji, GUD lub GUD-K pomiędzy podmiotem oraz PGE Dystrybucja S.A.

A.5.8. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać: MDD_AAAA _XX_XXXX (16 znaków), gdzie:

(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod typu URD w MDD)_(numer obiektu)

A.5.9. PP (typu: PPE, PPW, PPB, PPI) są oznaczane przez kod PP, w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem GS1 (GSRN), o następującej postaci:

(590)(J1J2J3J4)(S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10)(K)

gdzie:
590 - prefiks dla polskiej organizacji GS1
J1J2J3J4 - numer PGE Dystrybucja S.A. nadawany przez polską organizację GS1
S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10 - unikalna liczba nadana przez PGE Dystrybucja S.A. dla danego PP
K - cyfra kontrolna

W przypadku drukowania kodu PP w postaci kodu kreskowego, będzie on poprzedzony prefiksem 8018, oznaczającym, że kod ten dotyczy PP. Jeden kod PP identyfikuje jeden PP.

A.5.10. Zasady nadawania, zmiany i likwidacji kodów PP:

1) kod PP dla PPE nadawany jest przez PGE Dystrybucja S.A. nie później niż po zgłoszeniu gotowości przyłącza/instalacji do przyłączenia do sieci PGE Dystrybucja S.A., a przed zawarciem przez URD umowy, na podstawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE,
2) kod PP nadawany jest dla każdego PP, w którym następuje:
   a) „pobieranie", „wprowadzanie" lub „pobieranie i wprowadzanie" produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) oraz
   b) pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczanie na potrzeby rozliczeń,
3) dla urządzeń lub instalacji wewnętrznej URD, PGE Dystrybucja S.A. nie nadaje odrębnego kodu PP typu PPE; dla tych punktów mogą być nadane kody PPI,
4) likwidacja kodu PP może nastąpić w przypadku fizycznej likwidacji przyłącza lub przyłączonego obiektu lub demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego. Likwidacja kodu PP oznacza zmianę statusu przyłączenia PP na „zlikwidowany", a tym samym nie ma możliwości powtórnego nadawania tych samych kodów PP,
5) zmiana typu PP powoduje likwidację dotychczasowego kodu PP oraz nadanie nowego kodu PP,
6) zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu (np. nazwy ulicy), nadanie adresu dla PP, np. nr działki, zmiana parametrów technicznych PP (np. zmiana mocy przyłączeniowej), itp. nie powodują zmiany kodu PP,
7) zmiana rodzaju umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) nie powodują zmiany kodu PP,
8) dla PP, w którym występuje pobieranie i wprowadzanie, nadaje się jeden kod PP.

A.5.11. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PP:

1) jeżeli w PP występuje układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy oraz układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy, to dla takiego PP nadaje się jeden kod PP, pod warunkiem, że te układy należą do jednego OSD,
2) w budynkach wielolokalowych każdy PPE posiada odrębny kod PP typu PPE,
3) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka PPE, to każdy z nich posiada odrębny kod PP typu PPE,
4) zmiana charakteru PPE nie powoduje zmiany kodu PP.

A.5.12. PPI może przyjmować następujący charakter:
1) magazyn energii elektrycznej będący częścią instalacji odbiorczej lub wytwórczej,
2) punkt ładowania będący częścią instalacji odbiorczej,
3) źródło wytwarzania będące częścią instalacji odbiorczej,
4) zaciski generatora,
5) biorący udział w wyznaczeniu energii elektrycznej w miejscu dostarczania.

A.5.13. PPE może przyjmować następujący charakter:
1) odbiorczy,
2) wytwórczy,
3) odbiorczy z mikroinstalacją,
4) odbiorczy z możliwością zwrotu energii do sieci,
5) magazyn energii elektrycznej,
6) OSDn.

A.5.14. Obiekt pomiarowy umożliwia grupowanie PP o równorzędnych relacjach. Specyfiką Obiektów pomiarowych jest posiadanie wyodrębnionych atrybutów obiektu, które są niezależne od atrybutów charakterystyk PP, a składają się na Obiekt pomiarowy.

Powiązanie ze sobą PP w postaci Obiektów pomiarowych:
1) umożliwia realizowanie wybranych procesów rynku energii lub wymiany informacji rynku energii dla całego obiektu,
2) nie wpływa na możliwość realizowania procesów rynku energii lub wymiany informacji rynku energii indywidualnie dla każdego z PP objętych Obiektem pomiarowym,
3) pozwala na przypisywanie do Obiektu pomiarowego danych niezależnych od atrybutów charakterystyki PP wchodzących w skład tego obiektu.

A.5.15. Tworzenie, zmiana lub likwidacja Obiektów pomiarowych oraz zapytanie o Obiekt pomiarowy odbywa się zgodnie z IRiESP-OIRE.

Tworzenie, zmiana lub likwidacja Obiektów pomiarowych jest dokonywane przez PGE Dystrybucja S.A. z własnej inicjatywy lub na wniosek właściwego podmiotu.

Jeden PP może być przypisany do wielu Obiektów pomiarowych.

A.5.16. Wyróżnia się następujące typy Obiektów pomiarowych zarządzanych przez

PGE Dystrybucja S.A.:

1) wspólnota energetyczna (klastry albo spółdzielnie energetyczne),
2) wspólnota prosumencka (Prosument zbiorowy oraz Prosument wirtualny),
3) obiekt sumujący.

A.5.17. Każdy Obiekt pomiarowy posiada jednoznacznie identyfikujący dany obiekt kod nadawany przez PGE Dystrybucja S.A..

Identyfikator Obiektu pomiarowego posiada następującą strukturę:

(KOD_EIC)(OP)(S1S2S3S4S5S6S7S8)

gdzie:

1) kod EIC – kod EIC PGE Dystrybucja S.A.,
2) OP - dwa znaki określające typ przedmiotu identyfikacji, dla Obiektów pomiarowych zawsze w postaci OP,
3) S1-S8 - unikalne dopełnienie kodu nadane przez PGE Dystrybucja S.A..

A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn Z PGE DYSTRYBUCJA S.A. W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH

A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSDn z PGE Dystrybucja S.A. w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb:

a) rozliczeń na RB,
b) usług IRP i usług IZP,
c) rynku mocy,
d) rozliczeń usług bilansujących,

jest zawarcie stosownej umowy lub umów przez OSDn z PGE Dystrybucja S.A..

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych pomiarowych, o których mowa w pkt A.6.1., OSDn oraz URDn muszą posiadać układy pomiarowo-rozliczeniowe dostosowane do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD.

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

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

a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSP,

b) o których mowa w pkt A.6.1. odpowiednio do zakresu przekazywania danych pomiarowych,

c) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSDn albo pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a przedsiębiorstwem energetycznym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. świadczącym usługi dystrybucji dla URDn przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa lub świadczącym usługi dystrybucji dla innego przedsiębiorstwa do sieci którego są przyłączeni URDn (zwanym dalej PEP) – w przypadku, gdy na sieci, której właścicielem jest to przedsiębiorstwo, funkcja operatora została powierzona innemu podmiotowi,

d) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a POB_Z, którego MB są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci PEP lub OSDn - dotyczy tylko rozliczeń dla potrzeb RB.

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

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn , zgodnie z niniejszą IRiESD,

b) przekazywania do PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn typu odbiorca, w podziale na sprzedawców, zagregowane na MB oraz oddzielnie w PPE URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej,

c) przekazywania do PGE Dystrybucja S.A. skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na RB zgodnie z WDB,

d) niezwłocznego przekazywania PGE Dystrybucja S.A. informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSDn usług dystrybucji energii elektrycznej dla URDn lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do URDn przez Sprzedawcę,

e) niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.5. W celu umożliwienia PGE Dystrybucja S.A. przekazywania OSP danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń usługi IRP i usługi IZP lub usług bilansujacych, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD,

b) przekazywania PGE Dystrybucja S.A. dla potrzeb rozliczeń usługi IRP i usługi IZP danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej

przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, dla każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,

c) przekazywania PGE Dystrybucja S.A. dla potrzeb rozliczeń usług bilansujących danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących wielkości mocy oraz rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, odpowiednio dla każdej godziny lub dla każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,

d) przekazywania PGE Dystrybucja S.A. skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usługi IRP i usługi IZP, zgodnie z IRiESP,

e) przekazywania PGE Dystrybucja S.A. skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usług bilansujących, zgodnie z WDB,

f) niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.6. W celu umożliwienia PGE Dystrybucja S.A. przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rynku mocy, o których mowa w pkt. I.1.10, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD,

b) przekazywania do PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn,

c) przekazywania do PGE Dystrybucja S.A. skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy (RRM) opracowanym przez OSP i zatwierdzonym przez Prezesa URE,

d) niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.7. Przekazywanie danych przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP na potrzeby rozliczeń na RB obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URDn, przyłączonych do sieci OSDn nie objętej obszarem RB:

a) na MB będące w posiadaniu POB_Z wskazanego przez sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,

b) na MB będące w posiadaniu POB_Z wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej.

OSDn przekazuje PGE Dystrybucja S.A. informacje o wyżej wymienionych POB_Z, którzy mają zawartą umowę, o której mowa w pkt A.6.3. lit. d).

A.6.8. Wyznaczanie przez OSDn danych pomiarowych i ich przekazywanie PGE Dystrybucja S.A. oraz udostępnianie OSP przez PGE Dystrybucja S.A. tych

danych, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD oraz odpowiednio zgodnie zasadami opisanymi w IRiESP, WDB lub RRM.

A.6.9. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB przez POB_Z lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego sprzedawcy lub URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej w obszarze sieci OSDn lub PEP, na której operatorem jest wyznaczony OSDn, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych na MB tego POB_Z. Tym samym dane pomiarowe URDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej OSDn lub PEP, chyba że zostanie wskazany inny POB_Z w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB_Z (zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD).

A.6.10. Zaprzestanie przez Sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URDn, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych na MB POB_Z wybranego przez tego Sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URDn będą powiększać zużycie energii elektrycznej OSDn lub PEP.

A.6.11. Przekazywanie przez OSDn do PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy, odbywa się w trybie dobowym, na następujących zasadach:

a) w trybie wstępnym dla doby n do godziny 9:00 doby n+1,
b) w trybie podstawowym za miesiąc m do 3 dnia kalendarzowego miesiąca m+1,
c) w trybie dodatkowym za miesiąc m do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+2.

W przypadku zastrzeżeń dostawcy mocy w rozumieniu ustawy o rynku mocy do danych pomiarowych, OSDn rozpatruje zastrzeżenia poprzez ponowną weryfikację danych pomiarowych przekazanych w trybie podstawowym i w razie potrzeby przekazuje do PGE Dystrybucja S.A. skorygowane dane pomiarowe do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+3.

A.6.12. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych PGE Dystrybucja S.A. na potrzeby rozliczeń usługi IRP i usługi IZP odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.2.5.

A.6.13. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych PGE Dystrybucja S.A. na potrzeby rozliczeń usług bilansujących odbywa się na zasadach określonych w pkt A.11.3.

A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ

A.7.1. W przypadku gdy do CSIRE nie została przekazana przez sprzedawcę informacja o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej dla danego PPE URD przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., OIRE niezwłocznie informuje o tym sprzedawcę rezerwowego.

A.7.2. Sprzedaż rezerwowa dla URD jest uruchamiana z chwilą poinformowania przez OIRE poprzez CSIRE sprzedawcy rezerwowego o potrzebie uruchomienia sprzedaży

rezerwowej oraz przypisania tego sprzedawcy do PPE w CSIRE w ramach umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej.

A.7.3. PGE Dystrybucja S.A. będzie realizował na rzecz URD sprzedaż rezerwową, o której mowa w pkt A.7.2. po otrzymaniu od OIRE poprzez CSIRE powiadomienia o nowej umowie oraz powiadomienia o potencjalnej potrzebie przekazania danych pomiarowych.

A.7.4. Sprzedaż rezerwowa, o której mowa w pkt A.7.2. nie jest uruchamiana, w sytuacji, gdy:

1) URD pobiera energię elektryczną z wykorzystaniem przedpłatowej formy rozliczeń, o której mowa w art. 11t ust. 12 Ustawy,
2) nastąpiło wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do URD z przyczyn, o których mowa w art. 6a ust. 3 oraz art. 6b ust. 1 i 2,
3) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy dystrybucji, a URD nie zawarł nowej umowy dystrybucji,
4) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej, a ten URD nie zawarł nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej po ich wygaśnięciu, chyba że zmiana sprzedawcy rezerwowego nastąpiła w wyniku zmiany sprzedawcy zobowiązanego wyznaczonego zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE w trakcie obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej,
5) na dzień poprzedzający zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej, URD objęty już był sprzedażą rezerwową,
6) dla danego PPE, na dzień poprzedzający weryfikację informacji, o których mowa w pkt A.7.1., nie była realizowana umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa.

A.7.5. Sprzedawca rezerwowy zobowiązuje się powiadomić OIRE o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, zgodnie z pkt D.1.7.

A.7.6. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do CSIRE dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z Ustawą i IRiESP-OIRE.

A.7.7. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej i nieotrzymania przez PGE Dystrybucja S.A. z CSIRE powiadomienia o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b Ustawy, PGE Dystrybucja S.A. zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.8. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej albo umowa kompleksowa rezerwowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a PGE Dystrybucja S.A. nie otrzymał z CSIRE powiadomienia o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej, PGE Dystrybucja S.A. zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.9. PGE Dystrybucja S.A. zaprzestaje realizacji umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, z dniem wskazanym przez CSIRE w otrzymanym

przez PGE Dystrybucja S.A. powiadomieniu o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

A.7.10. W przypadku uruchomienia sprzedaży rezerwowej dla URD i zmiany przez OIRE okresu rozliczeniowego dla PPE URD na okres 1 - miesięczny w ramach umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych w umowie dystrybucji zmienia się również na okres 1 – miesięczny, o ile w umowie dystrybucji był dłuższy okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych.

A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI

A.9.1. Wymiana informacji rynku energii między PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcami oraz między PGE Dystrybucja S.A. i OIRE odbywa się poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE.

A.9.2. Wymiana informacji rynku energii, w tym ich korekta, która dotyczy okresu poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE ~~oraz informacji, które~~ :

1) objętych IRiESP-OIRE, może odbywać się poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE,

~~1)~~2) nie ~~są~~ objęt~~e~~ych IRiESP-OIRE, odbywa się z pominięciem CSIRE, na zasadach określonych przez PGE Dystrybucja S.A..

A.9.3. Wymiana informacji rynku energii między PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcami, o których mowa w pkt A.9.2. ppkt 2) odbywa się poprzez dedykowany system informatyczny PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z dokumentem „Standardy wymiany informacji" (SWI PGE Dystrybucja S.A.), opublikowanym na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A..

A.9.4. W przypadku wymiany informacji, które nie są objęte pkt A.9.2. ppkt 2) oraz SWI PGE Dystrybucja S.A., PGE Dystrybucja S.A. określa sposób ich wymiany w umowach, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7.

A.9.5. Dedykowany system informatyczny PGE Dystrybucja S.A., o którym mowa w pkt A.9.3. nie służy do wymiany informacji rynku energii objętych IRiESP-OIRE w czasie niedostępności CSIRE.

A.9.6. O zmianie SWI PGE Dystrybucja S.A., PGE Dystrybucja S.A. informuje sprzedawców, posiadających zawarte umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7., na min. 90 dni kalendarzowych przed ich wejściem w życie oraz publikuje je na swojej stronie internetowej, o ile zmiany te wynikają z potrzeb PGE Dystrybucja S.A..
W przypadku, gdy zmiany SWI PGE Dystrybucja S.A. wynikają ze zmian przepisów prawa, PGE Dystrybucja S.A. informuje sprzedawców, posiadających zawarte umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7., o terminie wejścia w życie zmian SWI PGE Dystrybucja S.A., które wynikają z tych zmian prawnych.

A.9.7. Zgłoszenia oraz powiadomienia dotyczące procesów rynku energii objętych IRiESP-OIRE, które wpłyną do PGE Dystrybucja S.A. po dacie uruchomienia produkcyjnego CSIRE, będą przez PGE Dystrybucja S.A. odrzucane.

A.9.8. PGE Dystrybucja S.A. nie ponosi odpowiedzialności za nieprawidłowe funkcjonowanie CSIRE oraz niewłaściwe przetwarzanie informacji i danych przekazanych przez PGE Dystrybucja S.A. do OIRE.

A.9.9. Wymiana pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSP danych strukturalnych i planistycznych odbywa się zgodnie z IRiESP. Do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSP a podmiotami określonymi w TCM i IRiESP oraz PGE Dystrybucja S.A., służy system informatyczny OSP składający się z:
1) Portalu Wymiany Danych Strukturalnych - PWDS,

2) Portalu Wymiany Danych Planistycznych - PWDP.

A.9.10. W przypadku, gdy wymiana informacji pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a sprzedawcami lub POB_Z wymaga przekazania dodatkowych informacji, których wymiana nie jest możliwa za pośrednictwem CSIRE, wówczas wymiana informacji następuje zgodnie z SWI PGE Dystrybucja S.A. lub w trybie określonym w umowach, o których mowa w pkt A.4.3.5., A.4.3.6. oraz A.4.3.7.

A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUGI IRP i USŁUGI IZP

A.10.1. Postanowienia ogólne

A.10.1.1. Usługa IRP lub usługa IZP jest świadczona na rzecz OSP przez podmioty dysponujące sterowanymi odbiorami energii, zapewniające OSP dostęp do szybkiej interwencyjnej dostawy mocy czynnej w zakresie redukcji lub zwiększenia przez odbiorców wielkości pobieranej mocy z sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

A.10.1.2. Usługa IRP polega na redukcji przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy.

Usługa IZP polega na zwiększeniu przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy.

W przypadku ORed z generacją wewnętrzną:

1) usługa IRP może również obejmować wprowadzanie mocy do sieci,
2) usługa IZP może również obejmować redukcję wprowadzania mocy do sieci.

A.10.1.3. Usługa IRP i usługa IZP może być świadczona za pomocą ORed posiadających Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny", uzyskane na zasadach określonych w pkt A.10.2.

Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.

A.10.1.4. OSP nie korzysta z usługi IRP lub usługi IZP w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej powyżej 11 stopnia zasilania, poczynając od godziny, od której obowiązują te stopnie zasilania, z wyjątkiem przypadku gdy polecenie redukcji zostało wydane przed ogłoszeniem komunikatu OSP o obowiązujących w danym okresie stopniach zasilania.

A.10.2. Certyfikacja ORed

A.10.2.1.1. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.10.2.1.2. ORed jest to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających następujące 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 danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych

pomiarowych do systemu pomiarowego PGE Dystrybucja S.A. oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.,

c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie PGE Dystrybucja S.A. w trybie dobowym poprzez system wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn.

A.10.2.1.3. 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 IRP lub usługę IZP są przyłączone inne podmioty posiadające Certyfikat dla ORed. 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.10.2.1.4. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

1) PGE Dystrybucja S.A. – jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,

   PGE Dystrybucja S.A. wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu.

2) PGE Dystrybucja S.A. we współpracy z OSDn – jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. i OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A.,

   PGE Dystrybucja S.A. wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy PGE Dystrybucja S.A. otrzyma od odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci dystrybucyjnej 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 PGE Dystrybucja S.A. – jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A.

   Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.4., wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn PGE Dystrybucja S.A., celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze IRP i usłudze IZP („system IP DSR") oraz nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn przekazuje PGE Dystrybucja S.A. również oświadczenia odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla PGE Dystrybucja S.A. 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.10.2.1.2.

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.10.2.1.5. 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 ust. 6 Ustawy,

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.

A.10.2.1.6. W przypadku, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1), proces certyfikacji przeprowadzany jest:

1) w trybie podstawowym, w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub

2) w trybie dodatkowym, na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego.

A.10.2.1.7. W przypadku, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 2), proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

A.10.2.2. Certyfikacja w trybie podstawowym

A.10.2.2.1. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt A.10.2.1.6. ppkt 1), dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.2.2. PGE Dystrybucja S.A. oraz OSDn jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia, od którego:

1) odbiorca w ORed został przyłączony do sieci i podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1), lub

2) odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1), lub
3) odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. 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).

Postanowienia pkt 1) – 3) określają przypadki certyfikacji pojedynczych ORed, dla których nie został wydany Certyfikat dla ORed.

A.10.2.2.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.

A.10.2.2.4. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.2.3., jest pozytywny, to odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed. W przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn informuje odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

A.10.2.2.5. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2. pkt 2), nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.2.6. 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.10.2.1.5. ppkt 1).

A.10.2.3. Certyfikacja w trybie dodatkowym

A.10.2.3.1. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.2.1.6. ppkt 2) i pkt A.10.2.1.7. dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.3.2. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

1) PGE Dystrybucja S.A. – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

A.10.2.3.3. 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 poczty elektronicznej 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 poczty elektronicznej 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.10.2.1.2.,
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,
6) oświadczenia odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
   a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.),
   b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do PGE Dystrybucja S.A. i PGE Dystrybucja S.A. 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 IRP lub usługę IZP),
   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, PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. lub upoważniony przez niego podmiot, składa do PGE Dystrybucja S.A. wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji odbiorcy w ORed wraz z plikiem edytowalnym tego wniosku. Wniosek składany jest na wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.

Na każde żądanie PGE Dystrybucja S.A., odbiorca w ORed dostarczy PGE Dystrybucja S.A. w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczonej przez upoważnionego przedstawiciela odbiorcy w ORed.

A.10.2.3.4. 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.10.2.1.2.

A.10.2.3.5. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4., skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.10.2.3.6. Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2. ppkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.3.7. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4., jest pozytywny, to odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.2.3.8. 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.10.2.3.4., i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.1.4. ppkt 3) do upoważnionego PGE Dystrybucja S.A.

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do PGE Dystrybucja S.A. wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu Certyfikatu dla ORed podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn wraz z plikiem edytowalnym tego certyfikatu. Dodatkowo OSDn przekazuje skan pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.2.1.4. ppkt 3). Certyfikat dla ORed przekazywany jest na wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.

Na każde żądanie PGE Dystrybucja S.A., OSDn dostarczy do PGE Dystrybucja S.A. w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały Certyfikatu dla ORed i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.2.1.4. 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.10.2.1.4.

A.10.2.3.9. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do PGE Dystrybucja S.A. celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia kalendarzowego przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.10.2.4. Certyfikat dla ORed

A.10.2.4.1. Certyfikat dla ORed zawiera:

1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt A.10.2.1.4. ppkt 3) zdanie drugie,
2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej,
3) dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed, zastrzeżeniem pkt A.10.2.4.5. zdanie trzecie,
4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE PGE Dystrybucja S.A. (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 PGE Dystrybucja S.A. 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.10.2.4.4. ppkt 3) lit. a),
8) informację, czy odbiorca w ORed jest OSDn.

A.10.2.4.2. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.10.2.2.3. i A.10.2.3.4., PGE Dystrybucja S.A. albo PGE Dystrybucja S.A. 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. Następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

Certyfikat dla ORed obowiązuje od daty następującej po dniu rejestracji certyfikatu w systemie IP DSR.

A.10.2.4.3. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny".

A.10.2.4.4. 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 PGE Dystrybucja S.A. dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń odbiorcy w ORed:

1) zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
   a) PGE Dystrybucja S.A. do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.),
   b) OSDn do PGE Dystrybucja S.A. i PGE Dystrybucja S.A. 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 IRP lub usługę IZP),
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 dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji,
   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 poczty elektronicznej na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
   e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. 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 dystrybucyjnej OSDn, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do tego OSDn. Następnie OSDn informuje PGE Dystrybucja S.A. o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

Na każde żądanie PGE Dystrybucja S.A., OSDn dostarczy PGE Dystrybucja S.A. w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, zgody i oświadczenia

odbiorcy w ORed określone w niniejszym punkcie.

A.10.2.4.5. Zgody, o których mowa w pkt A.10.2.4.4. 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.10.2.4.4., ORed w systemie IP DSR otrzymuje status „ORed nieaktywny".

Brak zgody, o której mowa w pkt A.10.2.4.4. 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 PGE Dystrybucja S.A. dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4.

A.10.2.4.6. 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.10.2.4.7. Odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo PGE Dystrybucja S.A. upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

1) pozyskania informacji wskazujących, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.; OSDn przekazuje informację w tym zakresie do PGE Dystrybucja S.A., który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR,
2) wstrzymania świadczenia usług dystrybucji odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji.

Odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn informuje odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

Za datę wygaszenia Certyfikatu dla ORed uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez PGE Dystrybucja S.A. w systemie IP DSR.

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi IRP lub usługi IZP. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny" wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowych dla ORed przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP.

A.10.2.4.8. 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 wniosek do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed, o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2., odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. 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.10.2.4.9. 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.10.2.4.4. i A.10.2.4.6., określa OSP i publikuje na stronie internetowej OSP.

A.10.2.4.10. PGE Dystrybucja S.A. i OSDn, każdy 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.10.2.4.4. i A.10.2.4.6.

A.10.3. Zasady udostępniania danych pomiarowych dla ORed

A.10.3.1. Udostępnianie OSP danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.10.3.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP.

A.10.3.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez PGE Dystrybucja S.A. od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP, w wyniku wezwania OSP do zmiany wielkości poboru mocy w ramach tych usług.

PGE Dystrybucja S.A. po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie *d+4*) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni kalendarzowych. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach określonych w pkt A.10.3.8. i A.10.3.9.

PGE Dystrybucja S.A. 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.10.3.5.

A.10.3.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, PGE Dystrybucja S.A. przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.2., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE

zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A.

A.10.3.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A., zobowiązany jest do przekazywania PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej tworzących ORed, w następującym zakresie:

1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt A.10.3.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od PGE Dystrybucja S.A.,
2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby *d*), o którym mowa w pkt A.10.3.7., w terminie do doby *d+2*,
3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt A.10.3.8, w terminie od 1 do 2 dnia kalendarzowego miesiąca *m+1*,
4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt A.10.3.9., za miesiąc *m*, w terminie od 1 do 2 dnia kalendarzowego odpowiednio miesiąca *m+2* lub *m+4*.

OSDn przekazuje PGE Dystrybucja S.A. dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, w formie elektronicznej poprzez wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. 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 pomiarowych określa PGE Dystrybucja S.A. zgodnie ze standardami WIRE.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej lub serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

A.10.3.6. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje OSP poprzez system WIRE dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN. 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.10.3.7. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.6., dla doby *d* są przekazywane przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP w trybie wstępnym od doby *d+1* do doby *d+4*.

A.10.3.8. Do 5 dnia kalendarzowego po zakończeniu miesiąca *m*, PGE Dystrybucja S.A. dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. zgodnie z pkt A.10.3.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP za miesiąc *m* od 1 do 5 dnia kalendarzowego miesiąca *m+1*.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu kalendarzowym miesiąca *m+1* poprzez wysłanie zapytania do PGE Dystrybucja S.A. o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez PGE Dystrybucja S.A. w trybie podstawowym *m+1*, do rozliczeń przyjmuje się dane, o których mowa w pkt A.10.3.7.

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

A.10.3.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez PGE Dystrybucja S.A. 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 kalendarzowego miesiąca *m+2* i *m+4*.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia kalendarzowego miesiąca *m+2* i *m+4* poprzez wysłanie do PGE Dystrybucja S.A. zapytania o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie PGE Dystrybucja S.A. przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

A.10.3.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę IRP lub usługę IZP wyłącznie przez OSP.

A.11. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUG BILANSUJĄCYCH

A.11.1. Wymagania ogólne

A.11.1.1. DUB może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową, na mocy której, z wykorzystaniem zasobu albo zasobów:

1) których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów, lub
2) w odniesieniu do których został umocowany przez ich właścicieli do korzystania i rozporządzania w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących

świadczy usługi bilansujące oraz podlega rozliczeniom w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.

A.11.1.2. Świadczenie przez DUB usług bilansujących na rzecz OSP, z wykorzystaniem zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn odbywa się zgodnie z WDB oraz IRiESD.

Warunkiem świadczenia tych usług jest zawarcie przez DUB z PGE Dystrybucja S.A. umowy, o której mowa w pkt A.4.3.14.

A.11.1.3. DUB może świadczyć usługi bilansujące po utworzeniu JG oraz po ukończeniu procesu kwalifikacji wstępnej zgodnie z WDB. Proces kwalifikacji wstępnej prowadzi OSP na wniosek URD będącego właścicielem zasobu albo podmiotu umocowanego przez właściciela zasobu do korzystania i rozporządzania zasobem w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem tego zasobu.

A.11.1.4. Dla potrzeb świadczenia usług bilansujących przyporządkowanie do JG zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn jest realizowane:

1) w przypadku zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB – poprzez przyporządkowanie $_{FZ}$MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu, do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB,
2) w pozostałych przypadkach – poprzez wprowadzenie odpowiednich typów $_{AFD}$MB, o których mowa w pkt A.3.4., reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu oraz ich przyporządkowanie do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB,

przy czym każde PPE lub zbiór PPE definiujący pojedynczy zasób może być przyporządkowany tylko do jednej JG.

A.11.1.5. PGE Dystrybucja S.A.:

1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., przyporządkowanie tego zasobu do węzła sieci o napięciu znamionowym 110 kV albo węzła łączącego sieć SN z siecią o napięciu znamionowym 110 kV, w podziale na szyny po stronie SN, na potrzeby świadczenia usług bilansujących,
2) współpracuje z OSP w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do JB i JG zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., w szczególności w zakresie danych pomiarowych.

A.11.2. Zasady kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących

A.11.2.1. Proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących prowadzony jest przez OSP w trybie określonym w WDB.

PGE Dystrybucja S.A. uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

Dokumenty i informacje przekazywane pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w procesie kwalifikacji, w tym pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSDn, powinny być przekazywane w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

A.11.2.2. OSP po otrzymaniu wniosku dotyczącego przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących w terminach określonych w WDB, dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie wynikającym z Załącznika nr 2 do WDB.

A.11.2.3. W przypadku zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub do sieci dystrybucyjnej OSDn połączonej z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A., OSP w ramach weryfikacji, o której mowa w pkt A.11.2.2, przesyła wniosek dotyczący przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących do PGE Dystrybucja S.A., w celu weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez dany zasób lub grupę zasobów.

A.11.2.4. PGE Dystrybucja S.A., we współpracy z OSDn, w terminie 4 tygodni od otrzymania od OSP wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3., dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie:

1) wielkości mocy wskazanych usług bilansujących, z prawem do ograniczenia wielkości mocy tych usług lub wyłączenia możliwości ich świadczenia przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej ze względów technicznych, uwzględniając położenie geograficzne zasobów,
2) wskazanych koncesji lub wpisów do rejestru, jeżeli działalność gospodarcza dotycząca zasobu wskazanego we wniosku wymaga, zgodnie z Ustawą, koncesji albo wpisu do rejestru,
3) zapewnienia zgodności układów pomiarowo-rozliczeniowych z wymaganiami technicznymi określonymi w IRiESD, w szczególności z uwzględnieniem, że układ ten:
   a) jest wyposażony w LZO, rejestrujący dane pomiarowe w okresach zgodnych z OREB,
   b) umożliwia pozyskanie danych pomiarowych w trybie dobowym do systemu zdalnego odczytu OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony,
4) weryfikacji zgodności wskazanego we wniosku kodu zasobu z kodem nadanym w procesie zgłaszania danych rejestracyjnych zasobu w bazie danych OSP; w przypadku gdy nie dokonano zgłoszenia zasobu do bazy danych OSP, OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony, ma obowiązek rozpocząć proces rejestracji tego zasobu,
5) weryfikacji proponowanego składu JG w odniesieniu do miejsca przyłączenia poszczególnych zasobów mających tworzyć JG w zakresie spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci.

OSDn dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie wskazanym powyżej, w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

PGE Dystrybucja S.A. może wystąpić z wnioskiem do OSP o wydłużenie czasu weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3.

A.11.2.5. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do OSP oraz OSDn wynik weryfikacji.

W wyniku weryfikacji PGE Dystrybucja S.A. wskazuje, uwzględniając postanowienia art. 182 ust. 4 SO GL, wielkości mocy, które mogą być kwalifikowane do świadczenia usług bilansujących ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej, oraz wskazuje kody węzłów odwzorowania zasobu lub grupy zasobów w poszczególnych węzłach sieci dystrybucyjnej. Wielkości mocy przekazane przez PGE Dystrybucja S.A., o których mowa w zdaniu poprzednim, mogą być niższe od wnioskowanych wielkości mocy kwalifikowanych lub możliwość świadczenia danej usługi bilansującej może zostać wyłączona. W takich przypadkach PGE Dystrybucja S.A. przekazuje analizę uzasadniającą wynik weryfikacji.

A.11.2.6. Po zakończeniu przez OSP weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3., OSP przesyła PGE Dystrybucja S.A. dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.11.2.7. OSP realizuje proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących zgodnie z WDB. W ramach realizacji procesu OSP przesyła PGE Dystrybucja S.A. dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.11.3. Zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb usług bilansujących

A.11.3.1. Przekazywanie OSP danych pomiarowych dla zasobów URD lub grupy zasobów URD realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.11.3.2. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje OSP dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, poprzez system WIRE na zasadach i w terminach określonych w WDB oraz w umowie przesyłowej. Dane te są przekazywane w odniesieniu do zasobów URD uczestniczących w świadczeniu usług bilansujących.

A.11.3.3. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP danych pomiarowych zgodnie z WDB.

A.11.3.4. Dane pomiarowe dotyczące zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn są udostępniane DUB wyłącznie przez OSP.

A.11.3.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią PGE Dystrybucja S.A., zobowiązany jest do przekazywania PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych, zgodnie z OREB, dotyczących zasobów przyłączonych do jego sieci tworzących JG, w zakresie i w terminach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

OSDn przekazuje PGE Dystrybucja S.A. dane pomiarowe, dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, na wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) z dokładnością do 0,001 MWh.
Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej lub serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URD_O, URD_W oraz URD_{ME} lub podmiotu przyłączanego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.. Umowa dystrybucji może być zawierana wyłącznie z URD nie będącymi URD_O w gospodarstwie domowym. Umowy dystrybucji są zawierane w Oddziałach PGE Dystrybucja S.A. odpowiednio dla miejsca przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej. Wzory wniosków opracowuje PGE Dystrybucja S.A. i publikuje na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A..

B.2. Dla URD_O posiadającego umowę kompleksową i nie będącego URD_O w gospodarstwie domowym, który chce zawrzeć umowę dystrybucji, dopuszcza się zawarcie umowy dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz URD_O wraz z powiadomieniem CSIRE, o zawarciu umowy sprzedaży o którym mowa w pkt D.2.4., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli tego URD_O (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.) obejmującego zgodę URD_O na zawarcie umowy dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A., na warunkach wynikających z:

a) wzoru umowy dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A. i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,
b) Taryfy PGE Dystrybucja S.A. oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.,
c) 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 PGE Dystrybucja S.A. oraz wzorem umowy, o którym mowa w lit. a).

W przypadku, o którym mowa w zdaniu pierwszym, sprzedawca, który nie dysponuje oświadczeniem, o którym mowa powyżej, nie może dokonać powiadomienia CSIRE o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2.4.

Pod warunkiem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, zawarcie umowy dystrybucji pomiędzy URD_O a PGE Dystrybucja S.A. następuje, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, z dniem przypisania w CSIRE do PPE umowy sprzedaży zgłoszonej zgodnie z pkt D.2.

W terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej zawarcia, PGE Dystrybucja S.A. wysyła do URD_O potwierdzenie treści zawartej umowy dystrybucji. W przypadku, gdy oświadczenie, o którym mowa powyżej, dotyczy URD_O będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę dystrybucji bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, wówczas złożenie przez sprzedawcę tego oświadczenia jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę oświadczeniem URD_O będącego konsumentem lub ww. osobą fizyczną, że ten URD_O żąda rozpoczęcia świadczenia przez PGE Dystrybucja S.A. usług dystrybucji energii elektrycznej przed upływem terminu 14 dni kalendarzowych na odstąpienie od umowy dystrybucji zawartej na odległość albo poza lokalem PGE Dystrybucja S.A., liczonego od dnia jej zawarcia.

Oświadczenie złożone przez URD_O zgodnie ze wzorem, o którym mowa powyżej, może być także złożone za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość. Na każde uzasadnione żądanie PGE Dystrybucja S.A., sprzedawca jest zobowiązany do przekazania PGE Dystrybucja S.A. oświadczenia URD_O, albo kopii tego oświadczenia notarialnie poświadczonej za zgodność z oryginałem albo kopii tego oświadczenia poświadczonej za zgodność z oryginałem przez pełnomocnika sprzedawcy, nie później niż w terminie do 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, w formie w jakiej to oświadczenie zostało złożone sprzedawcy. Przedłożenie może nastąpić za pośrednictwem operatora pocztowego, przesyłką kurierską lub w inny sposób ustalony między PGE Dystrybucja S.A. a sprzedawcą. PGE Dystrybucja S.A. informuje sprzedawców posiadających zawarte GUD o zmianie wzoru oświadczenia wraz z odnośnikiem do miejsca jego opublikowania na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A., z co najmniej 10-dniowym wyprzedzeniem przed datą początku obowiązywania zmienionego wzoru oświadczenia. Informacja taka jest przekazywana na adres poczty elektronicznej sprzedawcy, wskazany w GUD. Zmiana wzoru oświadczenia przez PGE Dystrybucja S.A. nie wymaga zmiany uzyskanych wcześniej oświadczeń, które pozostają nadal w mocy. Powyższe nie dotyczy przypadków wynikających ze zmian obowiązującego prawa. W razie rozbieżności pomiędzy treścią wzoru oświadczenia opublikowanego na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A., a treścią oświadczenia przekazanego sprzedawcy, sprzedawca pozyskuje od URD oświadczenie o treści zgodnej ze wzorem przekazanym sprzedawcy przez PGE Dystrybucja S.A..

B.3. W przypadku URDw, umowa dystrybucji jest zawierana na wniosek, złożony na wzorze, o którym mowa w pkt. B.1. po wskazaniu POB_Z przez URDw.

Wskazanie POB_Z następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.

B.4. W przypadku złożenia przez URD_O wniosku opisanego w pkt B.1. Oddział PGE Dystrybucja S.A. odpowiedni do miejsca przyłączenia URDo do sieci dystrybucji w terminie:

1) do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_O zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej,
2) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_O innych niż w ppkt 1)

wysyła:

a) parafowaną umowę dystrybucji w formie papierowej, na adres wskazany przez URDo we wniosku o zawarcie umowy, albo
b) umowę dystrybucji w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URDo we wniosku o zawarcie umowy.

W przypadku złożenia wniosku o zawarcie umowy przez URD_O w gospodarstwie domowym, w tym przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego będącego URD_O w gospodarstwie domowym, PGE Dystrybucja S.A. w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia tego wniosku wysyła informację o negatywnej weryfikacji na adres wskazany we wniosku.

Podpisana jednostronnie przez URD_O umowa dystrybucji, w treści wysłanej przez PGE Dystrybucja S.A. i uzgodnionej przez PGE Dystrybucja S.A. i URD_O, powinna być dostarczona do PGE Dystrybucja S.A. przed zgłoszeniem przez sprzedawcę umowy sprzedaży do CSIRE.

W przypadku, gdy Prosument, Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny nie będący URD_O w gospodarstwie domowym zawrze umowę sprzedaży ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a Ustawy OZE, PGE Dystrybucja S.A. zawrze z tym prosumentem umowę dystrybucji lub dokona zmiany zawartej umowy dystrybucji w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia przez ww. prosumenta wniosku o zawarcie lub zmianę umowy dystrybucji.

B.5. Podpisana jednostronnie przez URDo umowa dystrybucji, w treści wysłanej przez PGE Dystrybucja S.A. i uzgodnionej przez PGE Dystrybucja S.A. i URDo, powinna zostać dostarczona do odpowiedniego Oddziału PGE Dystrybucja S.A. przed zgłoszeniem przez sprzedawcę umowy sprzedaży energii elektrycznej do CSIRE.

W przypadku, gdy Prosument, Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny zawrze umowę sprzedaży energii elektrycznej ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a Ustawy OZE, PGE Dystrybucja S.A. zawrze z tym prosumentem umowę dystrybucji lub dokona zmiany zawartej umowy dystrybucji w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia przez ww. prosumenta wniosku o zawarcie lub zmianę umowy dystrybucji.

B.6. PGE Dystrybucja S.A. powiadamia CSIRE o zawarciu umowy dystrybucji, która będzie realizowana od dnia wskazanego w tym powiadomieniu.

Świadczenie usług dystrybucji przez PGE Dystrybucja S.A. będzie realizowane wraz z:

a) umową sprzedaży energii elektrycznej, albo
b) umową sprzedaży rezerwowej,

pod warunkiem otrzymania przez PGE Dystrybucja S.A. z CSIRE odpowiedniego komunikatu, zgodnie z IRIESP-OIRE.

B.7. W przypadku przypisania przez PGE Dystrybucja S.A. w CSIRE do PPE umowy dystrybucji z URD_O, z dniem jej przypisania następuje wykreślenie przypisania w CSIRE do tego PPE dotychczasowej umowy kompleksowej i z tym dniem PGE Dystrybucja S.A. przestaje realizować umowę kompleksową.

B.8. W przypadku przypisania w CSIRE do PPE umowy kompleksowej z URD_O przez wybranego sprzedawcę, z dniem przypisania umowy kompleksowej następuje wykreślenie przypisania w CSIRE do tego PPE umowy dystrybucji i z tym dniem następuje rozwiązanie umowy dystrybucji.

B.9. Zasady zgłaszania umów sprzedaży oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej określa IRiESP-OIRE.

B.10. W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt. B.2. – B.9..

B.11. Sprzedawca powinien zawrzeć umowę kompleksową z URDo na podstawie wydanego przez PGE Dystrybucja S.A. potwierdzenia możliwości świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej i określenia parametrów dostaw.

B.12. Potwierdzenie możliwości świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej i określenie parametrów dostaw, o których mowa w pkt. B.11. PGE Dystrybucja S.A. wydaje na wniosek Sprzedawcy w oparciu o dostarczone pełnomocnictwo URDo.

B.13. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie tylko jednej umowy tj. umowy dystrybucji albo umowy kompleksowej.

B.14. Świadczenie usług dystrybucji dla URD_W oraz URD_{ME} w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci PGE Dystrybucja S.A., odbywa się wyłącznie na podstawie umowy dystrybucji, zawartej z PGE Dystrybucja S.A.

Umowa dystrybucji z URD_W oraz URD_{ME} jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt B.1.

B.15. Umowa dystrybucji, w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci PGE Dystrybucja S.A., z URD_O wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, z wyłączeniem prosumentów, jest zawierana po uprzednim zgłoszeniu mikroinstalacji lub realizacji umowy przyłączeniowej.

B.16. PGE Dystrybucja S.A. zamieszcza na swojej stronie internetowej wykaz informacji, które zgodnie z art. 12 ust. 1 ustawy o prawach konsumenta winny być przekazane konsumentowi zamierzającemu zawrzeć umowę dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A..

B.18. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy dystrybucji następuje w dacie odłączenia zasilania w danym PPE, tj. stworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż przyłącza bądź jego fragmentu, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej, odłączenie stycznika w LZO, itp.).

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

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

C.1.1. PGE Dystrybucja S.A. na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania OP w rozumieniu WDB, w zakresie FRP i $_F$MB

przypisanych do MB, które składają się na JB_{OS} będącą w posiadaniu PGE Dystrybucja S.A. jako POB_{OSD}.

PGE Dystrybucja S.A. może zlecić realizację niektórych funkcji OP, w całości bądź w części innemu podmiotowi.

C.1.2. Administrowanie przez PGE Dystrybucja S.A. danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości energii dla potrzeb rozliczeń m. in. na RB, Rynku Detalicznym, rynku mocy, usług dystrybucyjnych oraz innych potrzeb i obejmuje następujące zadania:

1) eksploatacja i rozwój systemu pomiarowego, służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
2) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
3) wyznaczanie ilości energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
4) przekazywanie CSIRE danych pomiarowych, w tym skorygowanych danych pomiarowych, na potrzeby realizacji procesów rynku energii określonych w IRiESP-OIRE,
5) agregację i udostępnianie OSP, POB_Z i sprzedawcom zagregowanych ilości energii elektrycznej przypisanej do poszczególnych MB i MDD wyznaczane na potrzeby realizacji rozliczeń na RB oraz udostępnianie sprzedawcom i POB_Z danych profilowych wykorzystanych do wyznaczenia danych zagregowanych MDD i MB,
6) przekazywanie OSP, poprzez WIRE, danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń na RB, w formie i trybach określonych w WDB,
7) udostępnianie sąsiadującym OSDp, danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń na RB,
8) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez uprawnione podmioty, dotyczących nieudostępnionych danych pomiarowych lub przyporządkowanych tym podmiotom ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach..

C.1.3. PGE Dystrybucja S.A. pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości energii elektrycznej poprzez system pomiarowy. PGE Dystrybucja S.A. pozyskuje te dane w postaci:

1) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub wprowadzonej do tej sieci przez URD, wyznaczone na podstawie profilu energii elektrycznej pochodzącego z licznika zdalnego odczytu,
2) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników.

PGE Dystrybucja S.A. pozyskuje dane pomiarowe, o których mowa:

a) w ppkt 1) - nie rzadziej niż 1 raz na dobę,
b) w ppkt 2) - w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów o świadczenie usług dystrybucji zawartych pomiędzy PGE Dystrybucja S.A., a URD albo umów

kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez PGE Dystrybucja S.A. harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach o świadczenie usług dystrybucji albo w umowach kompleksowych.

Przekazane przez PGE Dystrybucja S.A. dane pomiarowe do CSIRE na godzinę 00:00:00 traktuje się jako kończące okres pomiarowy dla doby poprzedniej i rozpoczynające okres pomiarowy dla doby kolejnej; dane pomiarowe przekazane do CSIRE na inną godzinę doby traktuje się w rozliczeniach tak, jakby były one zarejestrowane przez układ pomiarowo-rozliczeniowy na koniec tej doby.

C.1.4. PGE Dystrybucja S.A. wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt C.1.2. ppkt 3) i C.1.2. ppkt 5), w podziale na energię pobraną z sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub wprowadzoną do tej sieci.

C.1.5. PGE Dystrybucja S.A. wyznacza ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub wprowadzonej do tej sieci na podstawie:

1) danych pomiarowych pozyskanych z punktów pomiarowych lub

2) zastępczych danych pomiarowych, wyznaczonych na podstawie rzeczywistych ilości energii elektrycznej oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowo-rozliczeniowego lub systemu zdalnego odczytu lub braku układu transmisji danych, lub

3) zastępczych danych pomiarowych, w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych, lub

4) standardowych profili zużycia, o których mowa w rozdziale G., ilości energii elektrycznej wyznaczonej w sposób określony w ppkt 1), 2) lub 3) oraz algorytmów agregacji dla tych PPE, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub wprowadzonej do tej sieci, wykorzystuje się w pierwszej kolejności układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy. W przypadku awarii lub wadliwego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego lub braku możliwości pozyskania przez PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych, PGE Dystrybucja S.A. wyznacza dane pomiarowe zgodnie z pkt C.1.7.

C.1.7. PGE Dystrybucja S.A. wyznacza zastępcze dane pomiarowe:

1) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik zdalnego odczytu, z uwzględnieniem:
   a) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z innych układów pomiarowo-rozliczeniowych lub elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego z tego samego okresu, lub
   b) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z tego samego układu pomiarowo-rozliczeniowego, z okresu poprzedzającego okres braku rzeczywistych danych pomiarowych lub następującego po tym okresie,

z uwzględnieniem charakterystyki zmienności przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na przepływ energii elektrycznej w okresie braku rzeczywistych danych pomiarowych;

2) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik konwencjonalny, z uwzględnieniem średniodobowego przepływu energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym, za świadczone usługi dystrybucji, z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej i standardowych profili przepływu energii elektrycznej. Jeżeli nie można ustalić średniodobowego przepływu energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia ilości energii elektrycznej jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego, z uwzględnieniem sezonowości przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na wielkość przepływu tej energii.

PGE Dystrybucja S.A. wyznacza skorygowane dane pomiarowe:

1) z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii, o ile jest możliwe ich określenie, lub
2) analogicznie, jak w przypadku wyznaczania danych zastępczych, jeżeli określenie współczynników korekcyjnych nie jest możliwe.

Powyższe zasady nie mają zastosowania, jeżeli w punkcie pomiarowym, dla którego zachodzi konieczność wyznaczenia zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych, jest zainstalowany rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy. W takim przypadku, ilość energii elektrycznej wyznacza się na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, pod warunkiem, że ten układ zarejestrował poprawne dane pomiarowe.

C.1.8. W przypadku braku możliwości pozyskania przez PGE Dystrybucja S.A. rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od PGE Dystrybucja S.A., PGE Dystrybucja S.A. wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego:

1) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące,

2) po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla pozostałych URD.

C.1.9. Dane pomiarowe lub informacje rozliczeniowe GUD-K, podmiotów, dla których PGE Dystrybucja S.A. świadczy usługę dystrybucji, są im udostępniane przez OIRE poprzez CSIRE, zgodnie z IRIESP-OIRE.

C.1.10. Na potrzeby rozliczeń RB, PGE Dystrybucja S.A. wyznacza i udostępnia dane pomiarowe zgodne z okresem rozliczania niezbilansowania i pomiarowo-rozliczeniowe dla:

1) OSP jako zagregowane MB RB, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w WDB,
2) POBz jako zagregowane MB RB i MDD bilansowanych sprzedawców
3) sprzedawców jako zagregowane MDD,

zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom.

Dane pomiarowe zgodne z okresem rozliczania niezbilansowania, podmiotów dla których PGE Dystrybucja S.A. świadczy usługę dystrybucji, są udostępniane przez OIRE poprzez CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE.

C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, PGE Dystrybucja S.A. nie udostępnia:

1) sprzedawcom - danych pomiarowych lub informacji rozliczeniowych GUD-K,
2) URD - danych pomiarowych, za wyjątkiem udostępniania danych pomiarowych o zużyciu energii elektrycznej w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiających wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucji.

Dane pomiarowe i informacje rozliczeniowe GUD-K są udostępniane sprzedawcom i URD przez OIRE poprzez CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE

C.1.12. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanego brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, PGE Dystrybucja S.A., w procesie wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych do CSIRE, może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD.

C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:

1) RB, korygowane są w przypadku:
   a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych,
   b) korekty danych składowych,
   c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

   i zgłaszane są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na RB. W przypadku korekty danych pomiarowych, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt C.1.10. ppkt 2) i 3).

2) URD, korygowane są w przypadku:
   a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych,
   b) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych.

   W przypadku korekty danych pomiarowych, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje CSIRE skorygowane dane pomiarowe.

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

C.1.14. URD, sprzedawcy, OSDn oraz POB_Z mają prawo wystąpić z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych lub informacji rozliczeniowych GUD-K, na zasadach określonych w rozdziale H.

C.1.15. PGE Dystrybucja S.A. wyznacza energię rzeczywistą w MB typu MB_{OSD} na podstawie zapisów WDB oraz umowy przesyłowej zawartej z OSP, a także umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a sąsiednim OSDp.

C.1.16. PGE Dystrybucja S.A. 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.1.17. W przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy w PPE Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego nie umożliwia ustalenia godzinowej ilości pobranej energii elektrycznej, to PGE Dystrybucja S.A. ustala godzinowy pobór energii elektrycznej z uwzględnieniem zasad wyznaczenia zastępczych danych pomiarowych określonych w IRiESD.

C.1.18. Dane pomiarowe na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną lub jej członkami, są rejestrowane przez LZO. LZO rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej poszczególnych wytwórców lub odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej:

1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. – stanowiącej sumę energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci z wszystkich faz,
2) pobranej z sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. – stanowiącej sumę energii elektrycznej pobranej z tej sieci z wszystkich faz.

C.1.19. PGE Dystrybucja S.A. może dla okresu po m+15 dokonać korekty godzinowych danych pomiarowych lub danych pomiarowych zgodnych z okresem rozliczenia niezbilansowania, a także rozliczeń usług dystrybucji lub informacji rozliczeniowych GUD-K realizowanych na podstawie ww. danych pomiarowych. W przypadku, gdy korekty dotyczą danych przekazanych do CSIRE, korekty te zostaną również zgłoszone do CSIRE.

C.1.20. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do CSIRE informację, że w danym PPE istnieje możliwość wykorzystania LZO do przedpłatowej formy rozliczeń, poprzez atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO”, którego wartość będzie równa „true”.

C.1.21. Atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO” równy „true” PGE Dystrybucja S.A. przekaże do CSIRE, jeżeli od następnego dnia po instalacji LZO na sieci lub w przypadku gdy nastąpiła zmiana atrybuty z „true” na „false”, przez okres kolejnych, następujących po sobie 7 dni kalendarzowych, wskaźnik W_{pA+} osiągnął wartość równą lub wyższą 90% kompletności profilu energii czynnej na kierunku pobór (A+), liczone na godz.: 9.00 w dobie „n+1”, dla doby „n”,

W_{pA+} - dobowy wskaźnik skuteczności odczytu danych profilowych, tj. wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych profilowych 15 min z licznika LZO dla doby „n” jest obliczany zgodnie z wzorem:

$$W_{pA+} = \frac{Id_{LZOp}}{96}$$

gdzie:

W_{pA+} - wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych pomiarowych profilowych 15 min dla energii czynnej pobranej (A+) dla doby „n” z LZO,

Id_{LZOp} - liczba danych profilowych kompletnie odczytanych 15-minutowych energii czynnej pobranej (A+) dla doby „n” z LZO.

C.1.22. Zmiana atrybutu charakterystyki PP - „Komunikacja LZO” z „true” na „false” następuje jeżeli przez okres kolejnych następujących po sobie 30 dni kalendarzowych, w dobie „n+30” o godz. 9:00, wskaźnik W_{pA+} wyznaczony analogicznie jak w pkt C.1.21. ani razu nie osiągnął wartości równej lub wyższej 90%.

C.1.23. W dniu instalacji lub wymiany LZO na inny LZO w PPE w dobie „n”, LZO może posiadać domyślnie atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO” równy „false” w okresie nie dłuższym niż do ostatniego dnia trzeciego miesiąca kalendarzowego następującego po miesiącu, w którym zainstalowano LZO, jeżeli brak komunikacji z LZO wynika z winy PGE Dystrybucja S.A..

C.1.24. W przypadku gdy w PPE jest już wykorzystywany LZO do przedpłatowej formy rozliczeń, atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO” równy „false” nie powoduje zmiany warunków obowiązującej umowy kompleksowej.

C.1.25. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do CSIRE dobowy profil zużycia dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN na RB.

C.1.26. W przypadku korekty danych pomiarowych obejmujących okres przed uruchomieniem produkcyjnym CSIRE, dobowy profil zużycia może być przekazywany dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN jaki występował w dacie, której te dane dotyczą.

C.1.27. Przekazywany przez PGE Dystrybucja S.A. do CSIRE dobowy profil zużycia dla PP może wystąpić w postaci:

1) Profilu rozliczeniowego, który jest profilem obligatoryjnym dla każdego obsługiwanego przez PGE Dystrybucja S.A. PP.

Profil rozliczeniowy może stanowić podstawę do dokonania rozliczeń za energie elektryczną lub świadczone usługi i może uwzględniać dodatkowe doliczenia oraz odliczenia wynikające ze specyfiki danego PP, które są niezbędne do tych rozliczeń.

2) Profilu pomiarowego, który jest profilem opcjonalnym zawierającym dane pomiarowe bez uwzględnienia dodatkowych doliczeń lub odliczeń wpływających na ten profil, a wynikających ze specyfikacji danego PP.

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA SMMDD SPRZEDAWCY MACIERZYSTEGO

C.2.1. Określenie ilości energii elektrycznej dla SMMDD Sprzedawcy Macierzystego (SM) wymaga realizacji następujących działań:

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

C.2.2. Ilości energii elektrycznej dla SMMDD wyznaczane w cyklu korygującym, stanowią podstawę rozliczeń obejmujących PGE Dystrybucja S.A. i Sprzedawcę Macierzystego (SM).

C.2.3. Określanie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze PGE Dystrybucja S.A., z wyłączeniem SMMDD, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale C.1. *Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.*

C.2.4. W cyklu podstawowym, ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej dla *h*-tej godziny *n*-tej Doby handlowej, wyznacza się według następujących zasad:

a) ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w *h*-tej godzinie *n*-tej Doby handlowej wyznaczana jest od *n*+1 do *n*+4 Doby handlowej, na podstawie zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze PGE Dystrybucja S.A.;

b) ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w *h*-tej godzinie *n*-tej Doby handlowej, określa się korzystając z następującej zależności:

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

gdzie:

E_{RBh} – ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w *h*-tej godzinie *n*-tej Doby handlowej;

K_{RB} – współczynnik określony zgodnie z zależnością przedstawioną w pkt. C.2.5;

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

c) wyznaczona zgodnie z zależnością określoną w podpunkcie b) ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej, stanowi podstawę do wyznaczenia ilości dostaw energii elektrycznej $_{SM}MDD$ dla *h*-tej godziny *n*-tej Doby handlowej.

C.2.5. Wartość współczynnika K_{RB} określa się dla każdego miesiąca, na podstawie danych historycznych zawartych w sprawozdaniu G-10.7 dla odpowiednich okresów z ostatnich trzech lat, korzystając z następującej zależności:

$$K_{RB} = \frac{E_{RBs}}{E_{OSPs}^{+/-} + E_{WYTs}^{+/-} + E_{OSDs}^{+/-} + E_{WMs}^{+/-}}$$

gdzie:

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

$E_{OSPs}^{+/-}$ – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. z/do sieci OSP,

$E_{WYTs}^{+/-}$ – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez wytwórców,

$E_{OSDs}^{+/-}$ – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez innych OSD,

$E_{WMs}^{+/-}$ – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. w ramach wymiany międzynarodowej.

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

$$Z_{OSDh} = E_{OSPh}^{+/-} + E_{WYTh}^{+/-} + E_{OSDh}^{+/-} + E_{URD_Wh}^{+/-} + E_{WMh}^{+/-}$$

gdzie:

$E_{OSPh}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. z/do sieci OSP, w *h*-tej godzinie *n*-tej Doby handlowej;

$E_{WYTh}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez wytwórców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej, w *h*-tej godzinie *n*-tej Doby handlowej;

$E_{OSDh}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez innych OSD, w *h*-tej godzinie *n*-tej Doby handlowej;

$E^{+/-}_{URD_Wh}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez URD_W oraz URD_{ME}, w punktach niezakwalifikowanych do obszaru Rynku Bilansującego,

$E^{+/-}_{WMh}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. w ramach wymiany międzynarodowej, w *h*-tej godzinie *n*-tej Doby handlowej.

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

C.2.7. W cyklu podstawowym ilości energii elektrycznej dla $_{SM}$MDD dla *h*-tej godziny *n*-tej Doby handlowej określa się korzystając z następującej zależności:

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

gdzie:

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

$E^{-/+}_{MDD_URD_Sh}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzonej/pobranej z sieci PGE Dystrybucja S.A. w MDD URD, dla których SM nie jest sprzedawcą, w *h*-tej godzinie *n*-tej Doby handlowej;

$E^{-/+}_{MDD_URD_Ph}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzonej/pobranej z sieci PGE Dystrybucja S.A. w MDD URD, dla których SM zapewnia bilansowanie handlowe, w *h*-tej godzinie *n*-tej Doby handlowej;

E_{RBh} – ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej PGE Dystrybucja S.A., wyznaczona przy wykorzystaniu zależności przedstawionej w pkt. C.2.4., w *h*-tej godzinie *n*-tej Doby handlowej.

C.2.8. Ilość energii elektrycznej dla $_{SM}$MDD wyznaczona zgodnie z zależnością przedstawioną w pkt. C.2.7. i agregowana w MB POB_Z SM oraz ilość energii elektrycznej dla MB innych URB na obszarze PGE Dystrybucja S.A., są zgłaszane do OSP jako rzeczywiste ilości energii i stanowią podstawę do rozliczeń na Rynku Bilansującym.

C.2.9. Ilości energii elektrycznej dla JB_{OS} PGE Dystrybucja S.A. na Rynku Bilansującym, zgodnie z WDB, wyznaczana jest jako wielkość domykająca bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A..

C.2.10. Wyznaczenie rzeczywistej ilości energii elektrycznej dla $_{SM}$MDD odbywa się dla każdego miesiąca (dane wstępne) oraz dla roku kalendarzowego (dane ostateczne).

C.2.11. Wyznaczenie ilości energii elektrycznej, o których mowa w pkt. C.2.10., dokonuje się na podstawie danych zawartych w przyjętych sprawozdaniach G-10.4/G-10.7, przy czym:

a) dane wstępne wyznacza się w okresach miesięcznych na podstawie danych zawartych w sprawozdaniu G-10.4/G-10.7,

b) dane ostateczne wyznacza się po zakończonym roku kalendarzowym na podstawie danych zawartych w sprawozdaniu G-10.4 (roczne) i G-10.7 (roczne).

C.2.12. Korygowanie ilości energii elektrycznej dla $_{SM}$MDD, odbywa się według następującego algorytmu:

a) dla każdego miesiąca i roku kalendarzowego, PGE Dystrybucja S.A. na podstawie sprawozdań G-10.4/G-10.7 wyznacza ilość energii elektrycznej zaewidencjonowaną dla odbiorców obsługiwanych przez SM, korzystając z zależności:

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

gdzie:

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

E_{SM_Wm} – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez URD$_W$, dla których SM zapewnia bilansowanie handlowe, zgodna z danymi zaewidencjonowanymi przez PGE Dystrybucja S.A. w *m*-tym okresie,

E_{SM_PWm} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez SM i zużyta na potrzeby własne SM, zgodna z danymi zaewidencjonowanymi przez PGE Dystrybucja S.A. w *m*-tym okresie,

E_{OSD_PWm} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci PGE Dystrybucja S.A. i zużyta na potrzeby własne PGE Dystrybucja S.A., dla których SM jest Sprzedawcą, zgodna z danymi zaewidencjonowanymi przez PGE Dystrybucja S.A. w *m*-tym okresie,

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

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

E_{SMm} – ilość energii elektrycznej wyznaczona przez PGE Dystrybucja S.A. dla $_{SM}$MDD w *m*-tym okresie zgodnie z zależnością przedstawioną w punkcie C.2.12 a),

E_{SMh} – ilość energii elektrycznej dla $_{SM}$MDD, dla *h*-tej godziny *n*-tej Doby handlowej *m*-tego okresu będąca podstawą do rozliczeń na rynku bilansującym wyznaczona zgodnie z zależnością przedstawioną w punkcie C.2.7, z uwzględnieniem zasad zawartych w pkt. C.1.14,

H – liczba godzin w *m*-tym okresie,

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

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

a) obowiązujące wartości współczynnika KRB,

b) grafik zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze PGE Dystrybucja S.A., o którym mowa w pkt. C.2.6 wyznaczony w cyklach, o których mowa w pkt. C.1.4

c) grafik energii elektrycznej dla SMMDD wyznaczony w cyklach, o których mowa w pkt. C.1.4.

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

C.3. ZASADY STOSOWANIA UKŁADÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWEYCH WYKORZYSTYWANYCH DO PRZEDPŁATOWEJ FORMY ROZLICZEŃ

C.3.1. Prowadzenie przedpłatowej formy rozliczeń na PPE może być realizowane wyłącznie w ramach umowy kompleksowej.

C.3.2. Po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE rozpoczęcie przedpłatowej formy rozliczeń może być realizowane wyłącznie dla LZO, na zasadach określonych w IRiESP-OIRE.

C.3.3. PPE nieposiadające LZO, dla którego przedpłatowa forma rozliczeń rozpoczęła się przed uruchomieniem produkcyjnym CSIRE, PGE Dystrybucja S.A. do czasu zainstalowania LZO, obsługuje takie PPE w sposób analogiczny, jak inne PPE nieposiadające LZO.

C.3.4. Po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE zmiana sprzedawcy dla PPE, dla którego jest lub ma być realizowana przedpłatowa forma rozliczeń, może być realizowana wyłącznie dla PPE posiadającego LZO, dla którego PGE Dystrybucja S.A. określi w CSIRE atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO” równy „true.”

D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA PRZEZ PGE DYSTRYBUCJA S.A. DO REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ I UMÓW KOMPLEKSOWYCH

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., nie objętych obszarem RB.

D.1.2. Przypisanie sprzedawcy do PPE, zgodnie z zawartą umową sprzedaży, jest możliwe po uprzednim przypisaniu do tego PPE w CSIRE umowy dystrybucji zawartej z PGE Dystrybucja S.A., bez względu na kolejność zawarcia tych umów.

D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe URD chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy muszą spełniać wymagania określone odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD na dzień złożenia powiadomienia w CSIRE.

D.1.4. Do jednego PPE równocześnie może być przypisana w CSIRE tylko jedna z umów: umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa.

D.1.5. Przy każdej zmianie sprzedawcy przez URD, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do CSIRE wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie rzeczywistych danych pomiarowych lub zastępczych danych pomiarowych.

D.1.6. Zmiana sprzedawcy realizowana jest poprzez CSIRE zgodnie z procedurą zmiany sprzedawcy, o której mowa w pkt D.2.

D.1.7. Sprzedawca nie później niż na 1 dzień kalendarzowy oraz nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej dla URD, informuje OIRE o planowanej dacie zakończenia umowy sprzedaży albo umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej albo umowy kompleksowej rezerwowej.

D.1.8. Wymiana informacji rynku energii między PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcami odbywa się wyłącznie poprzez CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE.

D.1.9. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy kompleksowej następuje w dacie odłączenia zasilania w danym PPE, tj. stworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż przyłącza bądź jego fragmentu, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej, odłączenie stycznika w LZO, itp.).

D.1.10. PGE Dystrybucja S.A. może zgłosić zakończenie:

1) umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej w przypadku zaniechania obowiązków sprzedawcy wynikających z realizacji umów, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. pod warunkiem otrzymania od OIRE poprzez CSIRE informacji o niedopełnieniu tych obowiązków przez sprzedawcę,

~~1)~~2) bilansowania handlowego dla pojedynczego PP lub bilansowania handlowego dla wszystkich PP danego sprzedawcy w przypadku zaniechania obowiązku POB_Z wynikającego z realizacji umowy, o której mowa w pkt A.4.3.5. pod warunkiem otrzymania od OIRE poprzez CSIRE informacji o niedopełnieniu tych obowiązków przez POB_Z.

D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo

D.2.1. Warunkiem koniecznym, umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD, jest spełnienie wymagań określonych w pkt D.1.

D.2.2. URD dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży albo umowę kompleksową, przy czym URD w gospodarstwie domowym może zawierać ze sprzedawcą wyłącznie umowę kompleksową.

Umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, zawartej przez tego URD z dotychczasowym sprzedawcą.

D.2.3. URD lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca wypowiada umowę sprzedaży albo umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą.

D.2.4. Nowy sprzedawca w imieniu własnym oraz URD, powiadamia OIRE o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej oraz o planowanej dacie przypisania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej do PPE w CSIRE. Powiadomienie składa się, poprzez CSIRE:

1) w przypadku umowy kompleksowej - nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy, względem daty określonej w tym powiadomieniu,
2) w przypadku umowy sprzedaży, gdy umowa dystrybucji jest przypisana do PPE w CSIRE - nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy, względem daty określonej w tym powiadomieniu,
3) w przypadku umowy sprzedaży, gdy umowa dystrybucji jest zawierana zgodnie z pkt B.2. - nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 3 dni kalendarzowe, względem daty określonej w tym powiadomieniu.

W przypadku zawarcia umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej z konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta, tj. zawierającą umowę sprzedaży albo umowę kompleksową bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru

zawodowego, powiadomienia należy dokonać po bezskutecznym upływie terminu na odstąpienie od umowy przewidzianego w art. 27 ustawy o prawach konsumenta, o ile konsument lub ww. osoba fizyczna, nie złożyli żądania wcześniejszego rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przed upływem ww. terminu na odstąpienie od umowy.

Sprzedawca nie może dokonać powiadomienia OIRE o zawarciu umowy kompleksowej z URD w gospodarstwie domowym, w przypadku, gdy umowa ta została zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa.

D.2.5. Dokonanie powiadomienia OIRE, o którym mowa w pkt D.2.4., w imieniu URD przez sprzedawcę wynika z posiadanego przez niego umocowania URD do dokonania tego powiadomienia.

D.2.6. Weryfikacja powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., odbywa się przez OIRE w CSIRE.

D.2.7. Zmiana sprzedawcy następuje w terminie wynikającym z Ustawy.

D.2.8. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę.

D.2.9. Rozpoczęcie przez PGE Dystrybucja S.A. świadczenia usług dystrybucji dla nowo przyłączanych URD następuje nie wcześniej niż z dniem:

1) wskazanym w komunikacie OIRE do PGE Dystrybucja S.A. będącym powiadomieniem o nowej umowie - dotyczy URD_O oraz URD_W i URD_{ME}, którzy zgodnie z IRiESP-OIRE są obsługiwani przez sprzedawcę,
2) wskazanym w komunikacie OIRE do PGE Dystrybucja S.A. będącym powiadomieniem o zmianie POB_Z - dotyczy URD_W i URD_{ME} którzy zgodnie z IRiESP-OIRE są obsługiwani przez POB.

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

E.1. Procedura ustanawiania i zmiany POB_Z przebiega zgodnie z zapisami IRiESD, IRiESP-OIRE oraz WDB.

E.2. POB_Z jest ustanawiany przez:

1) sprzedawcę, który posiada zawartą z PGE Dystrybucja S.A. umowę, o której mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.,
2) URD_W przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z,
3) URD_{ME} przyłączonego do sieci PGE Dystrybucja S.A., który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z.

Ustanawianie lub zmiana POB_Z odbywa się w CSIRE, poprzez dokonanie powiadomienia do CSIRE przez nowego POB_Z.

W przypadku URD_O, POB_Z jest wskazywany przez sprzedawcę, który zawarł z tym URD_O umowę sprzedaży albo umowę kompleksową.

E.3. Za bilansowanie handlowe:

1) URD_O przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
2) URD_W przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez sprzedawcę,
3) URD_{ME} przyłączonego do sieci PGE Dystrybucja S.A., który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez sprzedawcę,

odpowiedzialny jest POB_Z, który został przypisany dla ww. URD w CSIRE.

E.4. Proces zmiany POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, jest realizowany przez OIRE w CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE.

E.5. Po otrzymaniu przez PGE Dystrybucja S.A. komunikatu z CSIRE o przypisaniu w CSIRE POB_Z do PPE, PGE Dystrybucja S.A. przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, z uwzględnieniem że:

1) każdy PPE danego URDo powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD,
2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB_O,
3) URD_W mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W,
4) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_O,
5) URD_{ME} mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W.

E.6. W przypadku, gdy POB_Z przypisany w CSIRE do:

1) sprzedawcy,

2) URD_W, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez sprzedawcę,
3) URD_{ME}, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez sprzedawcę,

zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na RB, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB_Z na nowego POB_Z przypisanego w CSIRE do sprzedawcy rezerwowego.

E.7. W przypadku, gdy POB_Z przypisany w CSIRE do:
1) URD_W, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z,
2) URD_{ME}, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z,

zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na RB, wówczas ten URD_W lub URD_{ME}, w porozumieniu z PGE Dystrybucja S.A., winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., a PGE Dystrybucja S.A. ma prawo do wyłączenia tego URD_W lub URD_{ME}, bez ponoszenia przez PGE Dystrybucja S.A. odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie dystrybucji zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a URD_W lub URD_{ME}.

E.8. POB_Z, który prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do przekazania komunikatu do CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE, o dacie zaprzestania działalności na RB.

Komunikat przekazuje się do CSIRE, nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy, względem ww. daty zaprzestania działalności, określonej w tym komunikacie.

F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

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

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

1) na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.,
2) w IRiESD opublikowanej na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.,
3) w punktach obsługi klienta.

F.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji, URD może złożyć zapytanie następującymi drogami:

1) osobiście w punkcie obsługi klienta,
2) listownie na adres PGE Dystrybucja S.A.,
3) pocztą elektroniczną,
4) za pośrednictwem strony internetowej PGE Dystrybucja S.A.,
5) telefonicznie.

PGE Dystrybucja S.A. udziela URD odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą, jaką zostało złożone zapytanie, chyba że URD wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.

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

1) uwarunkowaniach formalno-prawnych,
2) ogólnych zasadach funkcjonowania RB,
3) procedurze zmiany sprzedawcy,
4) wymaganych umowach,
5) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
6) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie,
7) warunkach świadczenia usług dystrybucji.

F.5. Adresy pocztowe, adresy email niezbędne do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. zamieszczone są na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A. oraz na fakturach wystawianych przez PGE Dystrybucja S.A.

G. ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI I UDOSTĘPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

G.1. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje i aktualizuje standardowe profile zużycia (profile) z zachowaniem należytej staranności na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez PGE Dystrybucja S.A. spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN o mocy umownej nie większej niż 40 kW, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Wykaz profili dostępnych dla odbiorców profilowanych zestawiono w tab. T.1, zaś godzinowe profile wyznaczone w jednostkach względnych zamieszczono w tab. T.2 – T.13.

Profile stanowią załącznik do IRiESD, która jest udostępniana do wglądu w siedzibie PGE Dystrybucja S.A. oraz zamieszczona na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A..

G.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt. G.1., PGE Dystrybucja S.A. na podstawie:

a) parametrów technicznych przyłącza,
b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji,
c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,

przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.

Przydzielony standardowy profil zużycia może być wykorzystany przez PGE Dystrybucja S.A. na potrzeby, o których mowa w pkt C.1.2..

G.3. Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w Generalnej Umowie Dystrybucji lub Generalnej Umowie Dystrybucji dla usługi kompleksowej zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z PGE Dystrybucja S.A.

Odbiorcom profilowym, dla których przydzielono profile przed dniem wejścia w życie niniejszej IRIESD, przydzielone zostają nowe profile zgodnie z kryteriami zawartymi w tab. T.1.

G.4. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w pkt. G.2., odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia PGE Dystrybucja S.A. W takim przypadku PGE Dystrybucja S.A. dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilość 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.

G.5. W przypadku gdy okres rozliczenia niezbilansowania na Rynku Bilansującym jest krótszy niż jedna godzina, ustalenie ilości energii elektrycznej dla danego okresu rozliczania niezbilansowania dokonuje się dzieląc godzinową ilości energii elektrycznej po równo na zawierające się w tym okresie okresy rozliczania niezbilansowania.

Tablica T.1.

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

Nazwa profilu	Kryteria kwalifikowania odbiorców
G1	Odbiorcy grup taryfowych G spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy jednostrefowy.
G2	Odbiorcy grup taryfowych G spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy.
G3	Odbiorcy grup taryfowych G12as spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy.
G4	Odbiorcy grup taryfowych G12n spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy.
G5	Odbiorcy grup taryfowych G12w spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy.
C1	Odbiorcy grup taryfowych C1 spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy jednostrefowy.
C2	Odbiorcy grup taryfowych C1 spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy sparametryzowany w strefach: szczyt – pozaszczyt.

C3	Odbiorcy grup taryfowych C1 spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy sparametryzowany w strefach: dzień –noc.
C4	Odbiorcy grup taryfowych C12n spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy
C5	Odbiorcy grup taryfowych C12w spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy
O	Odbiorcy grup taryfowych C1 spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • odbiorniki oświetleniowe o stałym poborze mocy, • odbiorniki oświetleniowe energii sterowane w sposób wymuszający załączanie i wyłączanie wszystkich odbiorników, skorelowany z astronomicznym czasem zachodów i wschodów słońca.
R	Odbiorcy grupy taryfowej R spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • odbiorniki o stałym poborze mocy.

Profil G1 — Tablica T.2

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

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

zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2015/MKo4 (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą aktualizacji nr: B/1/2015; B/2/2015; B/1/2016; B/1/2017; B/1/2018; B/4/2018; B/5/2018; B/2/2018; B/3/2018; B/1/2020; B/3/2020; B/1/2021; B/2/2021; B/1/2022; B/1/2023; B/2/2023; B/3/2023; B/4/2023; B/5/2023; B/1/2024; B/3/2024; B/2/2024; B/5/2024; B/4/2024; B/8/2024

Data obowiązywania od: październik 2024 r.

Profil G2 — Tablica T.3

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

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

zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4 (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą aktualizacji nr: B/1/2015; B/2/2015; B/1/2016; B/1/2017; B/1/2018; B/4/2018; B/5/2018; B/2/2018; B/3/2018; B/1/2020; B/3/2020; B/1/2021; B/2/2021; B/1/2022; B/1/2023; B/2/2023; B/3/2023; B/4/2023; B/5/2023; B/1/2024; B/3/2024; B/2/2024; B/5/2024; B/4/2024; B8/2024

Data obowiązywania od: październik 2024 r.

Profil G3 — Tablica T.4

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

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

wprowadzone Kartą aktualizacji nr: B/1/2015; B/2/2015; B/1/2016; B/1/2017; B/1/2018; B/4/2018; B/5/2018; B/2/2018; B/3/2018; B/1/2020; B/3/2020; B/1/2021; B/2/2021; B/1/2022; B/1/2023; B/2/2023; B/3/2023; B/4/2023; B/5/2023; B/1/2024; B/3/2024; B/2/2024; B/5/2024; B/4/2024; B8/2024

zatwierdzone decyzją Prezesa URE nr DRR 4321 po(5)/2013/MKoł (uwzględnia zmiany

Data obowiązywania od: październik 2024 r.

Profil G4 — Tablica T.5

Miesiąc	Dzień tygodnia	Godzina doby 1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Razem
VII	pn.-pt.	0,25	0,36	0,36	0,35	0,33	0,23	0,27	0,32	0,36	0,39	0,40	0,40	0,42	0,43	0,44	0,44	0,45	0,45	0,46	0,49	0,53	0,54	0,45	0,34	9,45
	sob.	0,27	0,39	0,37	0,35	0,33	0,21	0,25	0,33	0,43	0,49	0,52	0,52	0,53	0,55	0,53	0,50	0,48	0,47	0,45	0,47	0,49	0,51	0,46	0,36	10,29
	nd.	0,32	0,40	0,38	0,36	0,31	0,23	0,26	0,34	0,45	0,54	0,58	0,59	0,60	0,57	0,53	0,49	0,46	0,45	0,46	0,51	0,55	0,57	0,51	0,37	10,84
VIII	pn.-pt.	0,25	0,37	0,36	0,36	0,34	0,24	0,27	0,32	0,38	0,41	0,41	0,41	0,43	0,43	0,44	0,45	0,46	0,46	0,47	0,51	0,57	0,54	0,44	0,34	9,65
	sob.	0,27	0,40	0,39	0,37	0,33	0,22	0,25	0,33	0,42	0,49	0,51	0,53	0,55	0,55	0,53	0,50	0,48	0,46	0,46	0,50	0,54	0,53	0,45	0,36	10,41
	nd.	0,31	0,41	0,38	0,36	0,31	0,23	0,27	0,33	0,44	0,53	0,57	0,59	0,59	0,58	0,53	0,48	0,45	0,45	0,48	0,54	0,61	0,58	0,47	0,36	10,86
IX	pn.-pt.	0,26	0,36	0,35	0,34	0,33	0,27	0,34	0,39	0,41	0,42	0,42	0,42	0,43	0,45	0,46	0,50	0,52	0,54	0,59	0,68	0,67	0,58	0,47	0,35	10,54
	sob.	0,28	0,38	0,37	0,35	0,33	0,24	0,28	0,37	0,48	0,55	0,59	0,60	0,62	0,63	0,63	0,60	0,57	0,55	0,59	0,65	0,64	0,57	0,48	0,39	11,75
	nd.	0,31	0,40	0,38	0,36	0,31	0,23	0,27	0,36	0,48	0,58	0,64	0,66	0,66	0,66	0,60	0,56	0,54	0,55	0,61	0,70	0,68	0,59	0,48	0,35	11,96
X	pn.-pt.	0,25	0,37	0,36	0,35	0,34	0,26	0,33	0,38	0,40	0,41	0,40	0,41	0,41	0,43	0,44	0,48	0,50	0,54	0,62	0,66	0,63	0,55	0,44	0,33	10,29
	sob.	0,27	0,39	0,37	0,36	0,33	0,22	0,27	0,36	0,47	0,54	0,57	0,58	0,60	0,62	0,60	0,59	0,57	0,57	0,63	0,66	0,62	0,55	0,47	0,37	11,56
	nd.	0,32	0,41	0,38	0,37	0,33	0,24	0,29	0,38	0,52	0,62	0,66	0,68	0,68	0,65	0,60	0,55	0,54	0,57	0,66	0,72	0,69	0,60	0,48	0,36	12,32
XI	pn.-pt.	0,26	0,38	0,37	0,37	0,36	0,28	0,36	0,41	0,43	0,44	0,45	0,45	0,46	0,47	0,50	0,56	0,64	0,67	0,69	0,70	0,67	0,59	0,48	0,36	11,35
	sob.	0,29	0,41	0,40	0,37	0,34	0,25	0,30	0,39	0,51	0,59	0,62	0,62	0,64	0,66	0,66	0,67	0,71	0,71	0,70	0,70	0,65	0,57	0,49	0,39	12,63
	nd.	0,33	0,42	0,40	0,37	0,33	0,25	0,30	0,39	0,52	0,61	0,67	0,69	0,70	0,68	0,63	0,60	0,64	0,67	0,70	0,72	0,69	0,61	0,50	0,37	12,78
XII	pn.-pt.	0,28	0,41	0,40	0,39	0,38	0,28	0,35	0,40	0,43	0,46	0,47	0,47	0,48	0,50	0,52	0,59	0,67	0,68	0,69	0,71	0,68	0,60	0,50	0,38	11,74
	sob.	0,31	0,44	0,43	0,41	0,37	0,25	0,30	0,38	0,49	0,59	0,63	0,66	0,68	0,69	0,71	0,72	0,76	0,74	0,73	0,74	0,71	0,63	0,54	0,43	13,33
	nd.	0,38	0,47	0,45	0,41	0,35	0,26	0,30	0,38	0,52	0,63	0,71	0,73	0,75	0,74	0,72	0,71	0,75	0,74	0,74	0,75	0,74	0,67	0,57	0,46	13,93

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

wprowadzone Kartą aktualizacji nr: B/1/2015; B/2/2015; B/1/2016; B/1/2017; B/1/2018; B/4/2018; B/5/2018; B/2/2018; B/3/2018; B/1/2020; B/3/2020; B/1/2021; B/2/2021; B/1/2022; B/1/2023; B/2/2023; B/3/2023; B/4/2023; B/5/2023; B/1/2024; B/3/2024; B/2/2024; B/5/2024; B/4/2024; B8/2024

Data obowiązywania od: październik 2024 r.

Profil G5 — Tablica T.6

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

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

zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4 (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą aktualizacji nr: B/1/2015; B/2/2015; B/1/2016; B/1/2017; B/1/2018; B/4/2018; B/5/2018; B/2/2018; B/3/2018; B/1/2020; B/3/2020; B/1/2021; B/2/2021; B/1/2022; B/1/2023; B/2/2023; B/3/2023; B/4/2023; B/5/2023; B/1/2024; B/3/2024; B/2/2024; B/5/2024; B/4/2024; B8/2024

Data obowiązywania od: październik 2024 r.

Profil C1 — Tablica T.7

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

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

zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4 (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą aktualizacji nr: B/1/2015; B/2/2015; B/1/2016; B/1/2017; B/1/2018; B/4/2018; B/5/2018; B/2/2018; B/3/2018; B/1/2020; B/3/2020; B/1/2021; B/2/2021; B/1/2022; B/1/2023; B/2/2023; B/3/2023; B/4/2023; B/5/2023; B/1/2024; B/3/2024; B/2/2024; B/5/2024; B/4/2024; B8/2024

Data obowiązywania od: październik 2024 r.

Profil C2 — Tablica T.8

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

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

wprowadzone Kartą aktualizacji nr: B/1/2015; B/2/2015; B/1/2016; B/1/2017; B/1/2018; B/4/2018; B/5/2018; B/2/2018; B/3/2018; B/1/2020; B/3/2020; B/1/2021; B/2/2021; B/1/2022; B/1/2023; B/2/2023; B/3/2023; B/4/2023; B/5/2023; B/1/2024; B/3/2024; B/2/2024; B/5/2024; B/4/2024; B8/2024
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRE-4321-29(5)/2013/MKo4 (uwzględnia zmiany

Data obowiązywania od: październik 2024 r.

Profil C3 — Tablica T.9

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

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

zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4 (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą aktualizacji nr: B/1/2015; B/2/2015; B/1/2016; B/1/2017; B/1/2018; B/4/2018; B/5/2018; B/2/2018; B/3/2018; B/1/2020; B/3/2020; B/1/2021; B/2/2021; B/1/2022; B/1/2023; B/2/2023; B/3/2023; B/4/2023; B/5/2023; B/1/2024; B/3/2024; B/2/2024; B/5/2024; B/4/2024; B8/2024

Data obowiązywania od: październik 2024 r.

Profil C4 — Tablica T.10

Miesiąc	Dzień tygodnia	Godzina doby																								Razem
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
I	pn.-pt.	0,31	0,54	0,58	0,57	0,52	0,39	0,51	0,65	0,76	0,81	0,82	0,81	0,80	0,77	0,71	0,66	0,64	0,59	0,56	0,52	0,45	0,39	0,36	0,33	14,06
	sob.	0,31	0,54	0,57	0,57	0,51	0,33	0,38	0,43	0,50	0,55	0,57	0,58	0,55	0,50	0,46	0,44	0,46	0,47	0,47	0,45	0,39	0,36	0,34	0,32	11,05
	nd.	0,38	0,56	0,59	0,57	0,51	0,37	0,38	0,39	0,40	0,44	0,46	0,46	0,44	0,43	0,42	0,44	0,49	0,50	0,51	0,48	0,45	0,44	0,41	0,39	10,89
II	pn.-pt.	0,32	0,48	0,50	0,50	0,46	0,40	0,54	0,70	0,83	0,88	0,89	0,88	0,87	0,84	0,75	0,68	0,66	0,64	0,60	0,56	0,47	0,41	0,37	0,33	14,56
	sob.	0,31	0,47	0,49	0,48	0,43	0,34	0,39	0,45	0,54	0,60	0,61	0,61	0,59	0,53	0,49	0,46	0,45	0,48	0,49	0,47	0,41	0,37	0,36	0,33	11,12
	nd.	0,31	0,46	0,48	0,46	0,41	0,30	0,31	0,34	0,36	0,40	0,42	0,42	0,41	0,40	0,39	0,38	0,40	0,44	0,46	0,41	0,38	0,35	0,34	0,31	9,34
III	pn.-pt.	0,23	0,39	0,41	0,41	0,38	0,30	0,39	0,54	0,65	0,70	0,71	0,72	0,72	0,70	0,61	0,55	0,50	0,47	0,47	0,45	0,37	0,32	0,28	0,24	11,50
	sob.	0,23	0,39	0,40	0,40	0,36	0,25	0,28	0,34	0,42	0,45	0,47	0,46	0,43	0,40	0,37	0,35	0,34	0,34	0,37	0,37	0,31	0,28	0,26	0,23	8,50
	nd.	0,26	0,29	0,39	0,39	0,34	0,24	0,24	0,26	0,31	0,35	0,36	0,36	0,36	0,36	0,34	0,33	0,33	0,36	0,40	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	7,84
IV	pn.-pt.	0,23	0,37	0,40	0,39	0,36	0,28	0,40	0,53	0,64	0,69	0,71	0,71	0,72	0,69	0,61	0,56	0,51	0,46	0,43	0,42	0,38	0,32	0,28	0,26	11,35
	sob.	0,23	0,37	0,38	0,38	0,34	0,23	0,26	0,33	0,40	0,44	0,45	0,45	0,43	0,40	0,37	0,33	0,31	0,31	0,31	0,33	0,32	0,29	0,27	0,24	8,19
	nd.	0,26	0,37	0,38	0,38	0,33	0,22	0,22	0,24	0,28	0,31	0,32	0,33	0,32	0,32	0,30	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,32	0,31	0,28	0,25	7,19
V	pn.-pt.	0,21	0,34	0,35	0,35	0,31	0,24	0,34	0,47	0,58	0,62	0,65	0,65	0,65	0,64	0,58	0,53	0,48	0,43	0,40	0,38	0,33	0,30	0,26	0,23	10,31
	sob.	0,22	0,36	0,36	0,35	0,30	0,20	0,25	0,32	0,39	0,42	0,45	0,45	0,43	0,41	0,39	0,36	0,34	0,33	0,32	0,32	0,31	0,30	0,27	0,24	8,09
	nd.	0,26	0,36	0,37	0,35	0,28	0,19	0,21	0,23	0,27	0,32	0,33	0,34	0,34	0,34	0,33	0,32	0,31	0,31	0,31	0,29	0,31	0,31	0,27	0,24	7,20
VI	pn.-pt.	0,21	0,34	0,35	0,34	0,29	0,24	0,34	0,46	0,57	0,61	0,64	0,66	0,66	0,63	0,59	0,53	0,49	0,45	0,41	0,38	0,33	0,32	0,28	0,24	10,34
	sob.	0,22	0,35	0,35	0,34	0,28	0,21	0,25	0,31	0,38	0,43	0,46	0,46	0,46	0,45	0,45	0,42	0,40	0,39	0,39	0,38	0,34	0,34	0,32	0,28	8,64
	nd.	0,28	0,39	0,38	0,33	0,26	0,18	0,19	0,22	0,25	0,29	0,31	0,32	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,29	0,29	0,30	0,27	0,24	6,93
VII	pn.-pt.	0,22	0,37	0,39	0,38	0,32	0,23	0,31	0,42	0,51	0,55	0,58	0,59	0,58	0,57	0,53	0,49	0,45	0,42	0,39	0,37	0,33	0,32	0,28	0,25	9,85
	sob.	0,23	0,39	0,39	0,38	0,31	0,20	0,23	0,30	0,36	0,39	0,43	0,43	0,44	0,43	0,40	0,38	0,36	0,35	0,33	0,31	0,29	0,30	0,29	0,25	8,16
	nd.	0,29	0,42	0,42	0,37	0,29	0,19	0,20	0,22	0,27	0,32	0,33	0,35	0,34	0,34	0,34	0,34	0,33	0,33	0,33	0,30	0,31	0,33	0,31	0,27	7,53
VIII	pn.-pt.	0,23	0,38	0,40	0,39	0,34	0,24	0,32	0,44	0,55	0,58	0,60	0,61	0,62	0,61	0,56	0,51	0,47	0,43	0,40	0,39	0,37	0,33	0,28	0,25	10,32
	sob.	0,25	0,42	0,43	0,41	0,34	0,21	0,24	0,35	0,38	0,40	0,45	0,48	0,47	0,47	0,45	0,43	0,40	0,38	0,36	0,34	0,33	0,31	0,29	0,26	8,82
	nd.	0,30	0,42	0,44	0,42	0,32	0,20	0,20	0,23	0,27	0,31	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34	0,33	0,33	0,32	0,33	0,31	0,33	0,32	0,28	0,25	7,60
IX	pn.-pt.	0,22	0,35	0,37	0,36	0,34	0,28	0,37	0,51	0,62	0,66	0,68	0,67	0,67	0,65	0,58	0,52	0,47	0,43	0,43	0,43	0,36	0,30	0,26	0,24	10,75
	sob.	0,22	0,35	0,37	0,37	0,33	0,24	0,26	0,32	0,38	0,42	0,44	0,43	0,42	0,40	0,38	0,35	0,34	0,33	0,35	0,38	0,33	0,30	0,28	0,25	8,24
	nd.	0,26	0,38	0,38	0,37	0,32	0,21	0,20	0,22	0,26	0,30	0,32	0,33	0,33	0,33	0,32	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,32	0,29	0,26	0,24	7,28
X	pn.-pt.	0,22	0,38	0,40	0,40	0,37	0,30	0,41	0,54	0,66	0,69	0,70	0,69	0,69	0,67	0,62	0,54	0,50	0,47	0,48	0,45	0,38	0,32	0,28	0,25	11,43
	sob.	0,24	0,41	0,42	0,41	0,37	0,26	0,29	0,35	0,42	0,46	0,47	0,46	0,45	0,42	0,39	0,36	0,34	0,35	0,39	0,38	0,32	0,29	0,27	0,25	8,76
	nd.	0,27	0,38	0,40	0,39	0,35	0,25	0,25	0,26	0,30	0,33	0,35	0,36	0,36	0,35	0,34	0,32	0,33	0,36	0,38	0,37	0,34	0,31	0,28	0,26	7,89
XI	pn.-pt.	0,26	0,42	0,44	0,44	0,41	0,34	0,46	0,62	0,75	0,79	0,80	0,80	0,79	0,78	0,73	0,66	0,64	0,59	0,55	0,51	0,41	0,35	0,31	0,28	13,15
	sob.	0,26	0,43	0,44	0,44	0,40	0,30	0,33	0,41	0,48	0,51	0,54	0,51	0,49	0,46	0,43	0,41	0,43	0,43	0,42	0,40	0,35	0,32	0,30	0,27	9,73
	nd.	0,28	0,40	0,42	0,41	0,37	0,27	0,27	0,28	0,31	0,34	0,36	0,36	0,35	0,35	0,34	0,35	0,39	0,40	0,39	0,38	0,35	0,33	0,30	0,28	8,27
XII	pn.-pt.	0,27	0,47	0,49	0,48	0,45	0,34	0,46	0,62	0,73	0,78	0,78	0,78	0,76	0,75	0,70	0,64	0,63	0,58	0,54	0,49	0,42	0,36	0,33	0,29	13,13
	sob.	0,27	0,46	0,47	0,47	0,43	0,29	0,33	0,40	0,47	0,51	0,53	0,52	0,49	0,47	0,44	0,43	0,44	0,43	0,42	0,40	0,36	0,31	0,30	0,27	9,91
	nd.	0,30	0,43	0,44	0,44	0,40	0,29	0,31	0,33	0,34	0,36	0,40	0,39	0,37	0,38	0,37	0,38	0,41	0,41	0,41	0,39	0,37	0,35	0,34	0,31	8,90

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRE-4321-29(5)/2013/MKo4 (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą aktualizacji nr: B/1/2015; B/2/2015; B/1/2016; B/1/2017; B/1/2018; B/4/2018; B/5/2018; B/2/2018; B/3/2018; B/1/2020; B/3/2020; B/1/2021; B/2/2021; B/1/2022; B/1/2023; B/2/2023; B/3/2023; B/4/2023; B/5/2023; B/1/2024; B/3/2024; B/2/2024; B/5/2024; B/8/2024

Data obowiązywania od: październik 2024 r.

Profil C5 — Tablica T.11

Miesiąc	Dzień tygodnia	Godzina doby																								Razem
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
VII	pn.-pt.	2,70	2,62	2,61	2,56	2,68	2,90	3,29	2,31	2,41	2,48	2,47	2,39	2,35	2,29	2,28	2,23	3,16	3,95	3,81	3,74	3,64	3,37	3,30	3,04	68,59
	sob.	2,78	2,68	2,65	2,58	2,71	2,87	3,23	2,16	2,05	2,39	2,36	2,30	2,31	2,34	2,30	2,47	3,36	4,01	3,94	3,88	3,84	3,48	3,51	3,18	69,39
	nd.	2,92	2,87	2,89	2,82	2,88	3,09	3,34	2,80	3,25	3,08	3,04	2,74	2,33	1,87	1,93	2,43	3,55	3,72	3,64	3,61	3,55	3,21	3,08	2,92	71,57
VIII	pn.-pt.	2,62	2,55	2,55	2,50	2,72	2,75	2,16	2,12	2,26	2,40	2,34	2,29	2,24	2,19	2,21	2,10	2,23	3,32	3,70	3,60	3,52	3,20	3,17	2,90	63,63
	sob.	2,60	2,57	2,50	2,54	2,70	2,70	2,05	1,85	2,01	2,28	2,24	2,14	2,19	2,12	2,24	2,19	2,25	3,37	3,79	3,80	3,77	3,44	3,40	3,16	63,91
	nd.	2,83	2,77	2,76	2,71	2,86	2,84	2,12	2,60	3,05	2,99	2,91	2,64	2,18	1,79	1,81	2,24	2,50	3,00	3,51	3,49	3,45	3,16	2,98	2,94	66,12
IX	pn.-pt.	2,18	2,13	2,13	2,12	2,31	1,71	1,40	1,77	2,03	2,15	2,09	2,02	2,02	1,98	1,99	1,88	1,85	1,98	2,83	3,14	3,26	2,95	2,74	2,50	53,18
	sob.	2,27	2,19	2,16	2,19	2,33	1,55	1,32	1,64	1,85	2,03	2,04	1,89	1,83	1,84	1,85	1,70	1,77	2,02	3,24	3,45	3,36	3,01	2,88	2,60	53,02
	nd.	2,28	2,23	2,17	2,16	2,38	1,78	1,32	1,88	2,36	2,16	2,06	2,03	1,95	1,54	1,58	1,84	1,86	1,72	2,53	2,99	3,19	2,88	2,65	2,40	51,95
X	pn.-pt.	2,13	2,09	2,05	2,07	2,12	1,38	1,33	1,67	1,88	2,00	1,98	1,91	1,82	1,83	1,81	1,74	1,69	1,65	1,68	1,93	3,11	3,01	2,75	2,45	48,08
	sob.	2,14	2,07	2,04	2,04	2,11	1,36	1,22	1,51	1,76	1,87	1,90	1,82	1,75	1,89	1,88	1,75	1,76	1,85	1,90	2,18	3,39	3,34	3,08	2,74	49,36
	nd.	2,38	2,23	2,21	2,19	2,19	1,48	1,33	1,47	1,64	1,75	1,68	1,73	1,64	1,58	1,57	1,57	1,55	1,55	1,53	1,87	3,02	3,07	2,85	2,54	46,61
XI	pn.-pt.	2,05	1,93	1,89	1,85	1,18	1,01	1,16	1,45	1,72	1,81	1,78	1,80	1,71	1,72	1,72	1,69	1,63	1,63	1,65	1,64	2,05	3,05	2,87	2,38	43,36
	sob.	2,06	1,87	1,84	1,82	1,10	0,93	1,02	1,27	1,45	1,76	1,77	1,75	1,72	1,77	1,73	1,70	1,81	1,83	1,88	1,93	2,23	3,31	3,15	2,63	44,32
	nd.	2,21	2,02	1,98	1,93	1,19	0,98	1,04	1,27	1,45	1,66	1,68	1,79	1,70	1,64	1,67	1,67	1,71	1,65	1,53	1,55	1,91	2,95	2,78	2,27	42,22
XII	pn.-pt.	2,21	2,06	2,03	1,74	1,09	1,12	1,31	1,60	1,84	2,00	1,98	1,95	1,92	1,97	1,99	1,95	1,94	1,98	2,03	2,05	2,02	2,88	3,13	2,62	47,42
	sob.	2,47	2,31	2,17	1,90	1,24	1,22	1,29	1,60	1,79	1,90	1,98	1,91	1,89	1,92	1,99	2,01	2,08	2,25	2,35	2,40	2,41	3,35	3,50	3,03	50,98
	nd.	2,58	2,42	2,30	1,96	1,25	1,17	1,16	1,39	1,60	1,84	1,84	1,90	1,89	1,78	1,87	1,87	1,85	1,81	1,90	1,85	1,92	2,80	2,98	2,48	46,39

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

zatwierdzone decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)-2013/MKo (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą aktualizacji nr: B/1/2015; B/2/2015; B/1/2016; B/1/2017; B/1/2018; B/4/2018; B/5/2018; B/2/2018; B/3/2018; B/1/2020; B/3/2020; B/1/2021; B/2/2021; B/1/2022; B/1/2023; B/2/2023; B/3/2023; B/4/2023; B/5/2023; B/1/2024; B/3/2024; B/2/2024; B/5/2024; B/4/2024; B8/2024

Data obowiązywania od: październik 2024 r.

Profil R																									Tablica T.12
Miesiąc	Dzień tygodnia	Godzina doby																							Razem
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
I ÷ XII	pn.-pt.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	24,00
	sob.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	24,00
	nd.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	24,00
Dla dni ustawowo wolnych od pracy stosuje się profil **niedziela** w danym miesiącu																									

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

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE i OBOWIĄZKI INFORMACYJNE

H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania 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 wnioski i reklamacje, o których mowa w niniejszym rozdziale, wyłącznie do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt H.4. oraz pkt H.5. ppkt 10). URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z PGE Dystrybucja S.A. umowę dystrybucji, reklamacje dotyczące umowy sprzedaży składa bezpośrednio do sprzedawcy, a reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do PGE Dystrybucja S.A..

Prosument, Prosument zbiorowy oraz Prosument wirtualny będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej do tego sprzedawcy.

H.4. PGE Dystrybucja S.A. 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) przyjmowanie 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 5-dniowym 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,
   c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli URD udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach,
4) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:
   a) tygodniowym wyprzedzeniem – URD 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 – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym, 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 – URD 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,

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 PGE Dystrybucja S.A. dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt II 3.2.3.,

7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z Taryfy PGE Dystrybucja S.A.,

8) przyjmowanie od Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, a także rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, o ile prosument ten posiada zawartą umowę dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A.,

9) niezwłoczne przekazywanie URD protokołów z czynności określonych w ppkt 5) lub protokół z wykonania pomiarów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w pkt H.5. ppkt 5).

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 poprzez CSIRE do PGE Dystrybucja S.A.. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji z CSIRE i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy poprzez CSIRE,

2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje poprzez CSIRE do PGE Dystrybucja S.A. w ciągu 2 dni roboczych od jej otrzymania. PGE Dystrybucja S.A. bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie informuje poprzez CSIRE sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku

stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. PGE Dystrybucja S.A. wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji z CSIRE,

3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje poprzez CSIRE PGE Dystrybucja S.A. w terminie 2 dni roboczych od otrzymania żądania. PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. przez sprzedawcę poprzez CSIRE w terminie 2 dni roboczych od jej otrzymania. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje sprzedawcy poprzez CSIRE 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 jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonymi w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD na zasadach określonych w Taryfie PGE Dystrybucja S.A,

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 poprzez CSIRE przekazuje PGE Dystrybucja S.A. ten wniosek (treść wniosku) w ciągu 2 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku URD.

PGE Dystrybucja S.A. po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje sprzedawcy poprzez CSIRE informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem

przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku z CSIRE,

7) w przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez PGE Dystrybucja S.A. bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje sprzedawcy poprzez CSIRE informacje niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:
   a) ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez PGE Dystrybucja S.A. standardów jakościowych obsługi odbiorców,
   b) ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dla URD przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
   c) dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w ppkt 6) lit. a), w odniesieniu do innych URD niż URD, który złożył ten wniosek, zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co URD, który złożył ten wniosek, w odniesieniu do których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

8) bonifikata, o której mowa w ppkt 7), jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a sprzedawcą,

9) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje PGE Dystrybucja S.A. poprzez CSIRE reklamację w ciągu 2 dni roboczych od jej otrzymania. PGE Dystrybucja S.A. po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy poprzez CSIRE informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji z CSIRE,

10) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci PGE Dystrybucja S.A., niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, bądź nie wykonania lub nienależytego wykonania przez PGE Dystrybucja S.A. usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do PGE Dystrybucja S.A. w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje URD o wyniku ich rozpatrzenia,

11) na żądanie PGE Dystrybucja S.A., sprzedawca, w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, prześle na adres poczty elektronicznej wskazanej w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7., kopię wniosków, reklamacji i korespondencji z URD, dotyczących spraw, o których mowa w pkt H.5.

Odpowiedzi na wnioski i reklamacje URD, złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę, za wyjątkiem ppkt 10).

H.6. Reklamacje powinny być przesyłane PGE Dystrybucja S.A., na adres pocztowy lub dedykowane adresy poczty elektronicznej wskazane na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A., z uwzględnieniem pkt H.2. i H.5.

H.7. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do PGE Dystrybucja S.A. powinno zawierać w szczególności:

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

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. ppkt. a-d nie mogą być przyczyną odrzucenia rozpatrzenia reklamacji przez PGE Dystrybucja S.A.

H.8. PGE Dystrybucja S.A. rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

1) określonym w pkt H.5. – jeżeli reklamacja została złożona do sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową,

2) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez PGE Dystrybucja S.A. usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy PGE Dystrybucja S.A.,

3) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy poprzez CSIRE – jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego,

4) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej – w pozostałych przypadkach dotyczących URD będących konsumentami,

5) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach dotyczących URD niebędących konsumentami.

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

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

1) w przypadkach, o których mowa w pkt H.8. ppkt 1) – w sposób określony w pkt H.5.,
2) w przypadkach, o których mowa w pkt H.8. ppkt 2) - 5) – w sposób określony w pkt H.2.

H.10. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez PGE Dystrybucja S.A. 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 do PGE Dystrybucja S.A. z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

1) zakres nieuwzględnionego przez PGE Dystrybucja S.A. żądania,
2) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania,
3) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany:

a) w przypadkach, o których mowa w pkt H.8. ppkt 1) – w sposób określony w pkt H.5.,
b) w przypadkach, o których mowa w pkt H.8. ppkt 2) - 5) – w sposób określony w pkt H.2.

H.11. PGE Dystrybucja S.A. rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie:

a) nieprzekraczającym 14 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD będących konsumentami, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej, albo
b) nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD niebędących konsumentami.

PGE Dystrybucja S.A. rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. PGE Dystrybucja S.A. przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

H.12. Sprzedawcy oraz POB_Z mają prawo wystąpić z reklamacją do PGE Dystrybucja S.A. o dokonanie korekty danych pomiarowych lub informacji rozliczeniowych GUD-K za pośrednictwem CSIRE.

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

I.1. PGE Dystrybucja S.A. identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.

I.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:

a) ograniczenia elektrowniane,
b) ograniczenia sieciowe.

I.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:

a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
c) działanie siły wyższej,
d) realizację polityki energetycznej państwa.

I.4. PGE Dystrybucja S.A. identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:

a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych,
d) maksymalne możliwe do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.

I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez PGE Dystrybucja S.A. na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:

a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.

I.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez PGE Dystrybucja S.A. z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.

I.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.

I.8. PGE Dystrybucja S.A. przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.

I.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych PGE Dystrybucja S.A. prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej w szczególności przez:

a) zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej;
b) wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej;
c) dysponowanie mocą nJWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej;
d) wnioskowanie do OSP o zmianę poziomu generacji mocy JWCD i JWCK;
e) wnioskowanie do OSP o zmianę układu pracy sieci przesyłowej.

I.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych PGE Dystrybucja S.A. podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD.

I.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, PGE Dystrybucja S.A. podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

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

APKO	Automatyka przeciwkołysaniowa
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych
BPKD	Bieżący plan koordynacyjny dobowy
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny
CSIRE	Centralny system informacji rynku energii
DUB	Dostawca usług bilansujących
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
EIC	Schemat kodowania identyfikacji na rynku energii (Energy Identification Coding Scheme)
FRP	Fizyczny rejestr pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IRiESP-OIRE	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej część „Sposób funkcjonowania Centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy Operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako Operator informacji rynku energii, z Użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawionymi do korzystania z Centralnego systemu informacji rynku energii”.
JB	Jednostka bilansowa
JB_{OS}	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza, której praca podlega koordynacji przez OSP

KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym.
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LZO	Licznik zdalnego odczytu
$_{AFD}$MB	$_{F}$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
$_{F}$MB	Fizyczne MB
$_{FD}$MB	$_{F}$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
$_{FZ}$MB	$_{F}$MB, w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB
$_{W}$MB	Ponadsieciowe (wirtualne) MB
MB$_{AH}$	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej
MB$_{AI}$	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii moduły wytwarzania energii, inne niż cieplne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB$_{AM}$	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej albo magazyn energii elektrycznej
MB$_{AO}$	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory
MB$_{AW}$	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii cieplne
MB$_{AZ}$	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe lub farmy fotowoltaiczne lub moduły wytwarzania energii będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB$_{O}$	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD$_{O}$, reprezentujących odbiory energii elektrycznej

MB$_{OSD}$	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POB$_{OSD}$, reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. oraz sąsiednich OSDp, na napięciu niższym niż 110 kV
MB$_{W}$	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD$_{W}$ lub URD$_{ME}$, reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza nie będąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną – jednostka wytwórcza nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
NN	Najwyższe napięcie
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OIRE	Operator informacji rynku energii
OOSŁ	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
OP	Operator pomiarów
OREB	Okres rozliczania energii bilansującej
ORed	Obiekt Redukcji
ORN	Okres rozliczania niezbilansowania
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie
POB$_{OSD}$	POB będący OSDp
POB$_{Z}$	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POB$_{ZSU}$	POBz ustanowiony przez sprzedawcę z urzędu na terenie danego OSD
PP	Punkt pomiarowy

PPB	Punkt pomiarowy - licznik bilansujący
PPE	Punkt Poboru Energii
PPI	Punkt pomiarowy - inny
PPW	Punkt pomiarowy - punkt wymiany
Prosument	Prosument energii odnawialnej
Prosument wirtualny	Prosument wirtualny energii odnawialnej
Prosument zbiorowy	Prosument zbiorowy energii odnawialnej
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P_{st}, występujących w okresie 2 godz., zgodnie ze wzorem: $$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$ gdzie: *i – sekwencję wartości P_{st}*
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 min
RB	Rynek Bilansujący
RRM	Regulamin rynku mocy
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odłączanie
$_{SM}$MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego dla Sprzedawcy Macierzystego
SN	Średnie napięcie
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.
SWI PGE Dystrybucja	Standardy wymiany informacji PGE Dystrybucja S.A.
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem: $$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (u_h)^2}$$

	gdzie: THD – współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego, u_h – wartość względną napięcia w procentach składowej podstawowej, h – rząd wyższej harmonicznej
TSKB	Techniczne Standardy Komunikacji Biznesowej
UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URD$_{ME}$	Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW
URDn	Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDn
URDo	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD$_W$	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WDB	Warunki dotyczące bilansowania
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

II. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Analizator jakości energii elektrycznej	Przyrząd pomiarowy służący do pomiarów jakości energii elektrycznej.
Awaria techniczna	Gwałtowne, nieprzewidziane uszkodzenie lub zniszczenie obiektu budowlanego, urządzenia technicznego lub systemu urządzeń technicznych powodujące przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości. Awarię techniczną mogą wywołać również zdarzenia w cyberprzestrzeni, w rozumieniu ustawy o stanie klęski żywiołowej, oraz działania o charakterze terrorystycznym.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bezpośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, bez przekładników prądowych ani napięciowych, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Bilansowanie handlowe	Zgłaszanie OSP przez POB do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 EB GL dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, w tym bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943
Charakterystyka PP	Informacje rynku energii dotyczące PP, których zakres określają standardy wymiany informacji CSIRE (stanowiące załącznik do IRiESP-OIRE), z wyłączeniem danych pomiarowych, informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez LZO i poleceń odbieranych przez LZO.
Dane pomiarowe	dane pozyskiwane lub wyznaczane dla punktu pomiarowego.
Dni robocze	Dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.
Dostawca usług bilansujących	Dostawca usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 EB GL.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.

Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka, której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną.
Elektrownia	Zakład wytwarzania energii, tj. obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na przekształcaniu energii pierwotnej w energię elektryczną, składająca się z jednego modułu wytwarzania energii lub z większej liczby modułów wytwarzania energii mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.
Energia	Energia rozumiana jest w niniejszej IRiESD jako energia elektryczna.
Energia bilansująca	Energia bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 4 EB GL.
Farma fotowoltaiczna	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Farma wiatrowa	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Fizyczny rejestr pomiarowy	Rejestr w LZO lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w PP.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
Generalna Umowa Dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.
Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej na mocy której OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, 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, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób: i. grupa przyłączeniowa I – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, ii. grupa przyłączeniowa II -podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV, iii. grupa przyłączeniowa III – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, ale niższym niż 110 kV, iv. grupa przyłączeniowa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW, v. grupa przyłączeniowa V – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW, vi. grupa przyłączeniowa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci na czas określony, ale nie dłuższy niż rok.
Instalacja odbiorcza	Instalacja odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 1 NC DC.
Instalacja odnawialnego źródła energii	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.
Jednostka bilansowa	Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania.
Jednostka grafikowa	Zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej, określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące.

Jednostka odbiorcza	Jednostka odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 4 NC DC.
Jednostka wytwórcza	Wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci. W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016) - NC RfG, w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie (typy) modułów wytwarzania energii, tj. typ A, B, C i D oraz wartości graniczne progów mocy dla tych modułów. Na podstawie art. 5 ust. 3 powołanego rozporządzenia zostały opracowane przez OSP i zatwierdzone przez Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D.
Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana	Moduł wytwarzania energii: a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo b) cieplny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, albo c) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b), którym OSP dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i OSD, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony, o ile nie został objęty zmianą statusu JWCD zgodnie z § 14 rozporządzenia systemowego.
Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana	Moduł wytwarzania energii o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV niebędący jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną.
Kod EIC	Kod służący do identyfikacji podmiotów na europejskim rynku energii. Kody nadawane są przez Centralne Biuro Kodów EIC (ENTSO-E) i przez Lokalne Biura Kodów EIC w poszczególnych krajach. W Polsce Lokalne Biura Kodów EIC prowadzone są przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (numer identyfikacyjny 19) oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (numer identyfikacyjny 53).

Koordynowana sieć 110 kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,
Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Licznik / Licznik energii elektrycznej	licznik zdalnego odczytu oraz licznik konwencjonalny
Licznik konwencjonalny	przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu
Licznik zdalnego odczytu	przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz.U. z 2021 r. poz. 2068 z późniejszymi zmianami), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
Łącze niezależne	Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.
Magazyn energii elektrycznej	instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej.
Magazynowanie energii elektrycznej	przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.
Maksymalna moc dyspozycyjna netto	Moc osiągalna netto pomniejszona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.
Mała instalacja	instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW.

Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania	Miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będące jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem RB reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią", w którym następuje przekazanie energii pomiędzy URB a RB.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem RB, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POBZ a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	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.
Minimalna moc dyspozycyjna netto	Moc minimum technicznego netto powiększona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.
Moc bilansująca	Moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 EB GL.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza albo magazyn energii elektrycznej może pracować bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, magazynu przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania z sieci lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna pobierana z sieci 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 nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie 15-minutowym, z uwzględnieniem

współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo

b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone z siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo

c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii

łączna moc znamionowa czynna:

a) zespołu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej – zespołu prądotwórczego, podana przez producenta na tabliczce znamionowej, a w przypadku jej braku, moc znamionowa czynna tego zespołu określona przez jednostkę posiadającą akredytację Polskiego Centrum Akredytacji – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz lub biogaz rolniczy,

b) generatora, modułu fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego podana przez producenta na tabliczce znamionowej – w przypadku instalacji innej niż wskazana w lit. a).

Moduł parku energii

Moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 NC RfG.

Moduł wytwarzania energii

Moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 NC RfG.

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 miedzy OSD i odbiorcom – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	Niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 EB GL.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
Obiekt	budynek lub budowla w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, z późn. zm.), a także ich wyodrębnioną część albo zespół budynków lub budowli, które mieszczą się pod jednym adresem lub w jednej lokalizacji, wraz z urządzeniami połączonymi ze sobą siecią lub instalacją odbiorczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej – w celu dostarczania energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej, o których mowa odpowiednio w art. 5 ust. 1 i 3 Ustawy, zawartych z tym samym odbiorcą, przy wykorzystaniu jednego lub więcej przyłączy tworzących kompletny układ zasilania.
Obiekt pomiarowy	Zbiór fizyczny lub wirtualny obejmujący co najmniej jeden PP.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar RB	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 KSE, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami biorącymi udział w RB.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Odbiorca w ORed	podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odbiorca wrażliwy energii elektrycznej	osoba, której przyznano dodatek mieszkaniowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 2021), która jest stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym i zamieszkuje w miejscu dostarczania energii elektrycznej.
Odłączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwały demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii (OZE)	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
Ogólnodostępna stacja ładowania	Stacja ładowania dostępna na zasadach równoprawnego traktowania dla każdego posiadacza pojazdu elektrycznego i pojazdu hybrydowego.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Ograniczenia przesyłowe, o których mowa w art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943.
Okres rozliczania niezbilansowania	Okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL określony w WDB.
Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych	okres pomiędzy dwoma kolejnymi rozliczeniowymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonanymi przez PGE Dystrybucja S.A..

Operator	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub Operator systemu połączonego elektroenergetycznego.
Operator informacji rynku energii	Podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i administrowanie Centralnym systemem informacji rynku energii oraz przetwarzanie zgromadzonych w nim informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator ogólnodostępnej stacji ładowania	Podmiot odpowiedzialny za budowę, zarządzanie, bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację i remonty ogólnodostępnej stacji ładowania.
Operator pomiarów	Podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie przekazywania i pozyskiwania danych pomiarowych do/od OSP zgodnie z WDB.
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, modernizacje 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, modernizacje oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie	Podmiot w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943 uczestniczący w RB na podstawie umowy przesyłowej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSDp	OSDp który działając jako przedsiębiorstwo bilansujące: a) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią, oraz b) może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSDp związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów	Podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobów: a) których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który

	dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów, lub b) w odniesieniu do których został wskazany jako odpowiedzialny za ich niezbilansowanie przez właścicieli albo sprzedawców energii elektrycznej w przypadku zasobów odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
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).
Pośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Potrzeby własne jednostki wytwórczej	Grupa urządzeń i układów technologicznych pojedynczej jednostki wytwórczej, niezbędna do realizacji procesu wytwarzania energii elektrycznej.
Półpośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, wraz z przekładnikami prądowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
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.
Proces rynku energii	Sekwencja działań realizowanych przez co najmniej dwa podmioty będące Użytkownikiem systemu elektroenergetycznego lub OIRE, na podstawie których następuje sprzedaż energii elektrycznej, jej wprowadzenie do sieci lub pobór lub świadczenie usług związanych z energią elektryczną.
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),.
Prosument wirtualny energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, pod warunkiem, że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi 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.
Prosument zbiorowy energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, w której znajduje się punkt poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi 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.
Przedsiębiorstwo energetyczne	podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie: wytwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej lub obrotu nimi.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przekaźnik SCO	Wyodrębniony przekaźnik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której jest generowany sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników.

Przerwa planowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa nieplanowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Punkt pomiarowy (PP)	Miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci elektroenergetycznej, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej.
Punkt pomiarowy - inny (PPI)	Punkt pomiarowy w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej, niebędący PPB albo PPE albo PPW.
Punkt pomiarowy - licznik bilansujący (PPB)	Punkt pomiarowy obejmujący stację elektroenergetyczną transformującą średnie napięcie na niskie napięcie (SN/nN), stanowiącą element sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.
Punkt pomiarowy - Punkt wymiany (PPW)	Punkt pomiarowy na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych OSDp.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz Operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.

Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Reprezentant prosumentów	Osoba fizyczna, osoba prawna lub jednostka organizacyjna niebędąca osobą prawną, której ustawa przyznaje zdolność prawną, uprawnioną na podstawie umowy, o której mowa w art. 4a ust. 1 Ustawy OZE, do reprezentacji prosumentów wirtualnych energii odnawialnej lub prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, w szczególności w relacjach z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zarządcą budynku wielolokalowego lub organami administracji architektoniczno-budowlanej, a w przypadku prosumenta wirtualnego energii odnawialnej – także podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie.
Rezerwa mocy	Możliwa do wykorzystania w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
Rezerwowa umowa kompleksowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.
Rozporządzenie pomiarowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. z 2022 r., poz. 788).
Rozporządzenie systemowe	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2023 r., poz. 819).
Rozporządzenie taryfowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2022 r., poz. 2505, z późn. zm.).
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci, przez ustalony okres, z określonymi parametrami pracy.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci
Rynek detaliczny	Segment rynku energii elektrycznej obejmujący odbiorców końcowych na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A., gdzie dostawcy oferują odbiorcom dostawę energii, konkurując ze sobą ceną i warunkami dostawy.
Rynek bilansujący	Rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 EB GL

Rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej	Miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii powiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana za pomocą układu pomiarowo-rozliczeniowego, będące jednocześnie rzeczywistym miejscem odbioru tej energii.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER), spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie – SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny Operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny Operator systemu dystrybucyjnego.
Skorygowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku, gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne.
Służba dyspozytorska lub ruchowa	Komórka organizacyjna przedsiębiorstwa elektroenergetycznego uprawniona do prowadzenia ruchu sieci i kierowania pracą jednostek wytwórczych.
Spółdzielnia energetyczna	Spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej

	lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedawca Macierzysty	Podmiot sprzedający energię elektryczną odbiorcom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, pełniący jednocześnie na obszarze sieci OSD funkcję Sprzedawcy z Urzędu.
Sprzedawca rezerwowy	Przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE na sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A., zapewniające URD przyłączonym do danego systemu elektroenergetycznego sprzedaż rezerwową.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sprzedaż rezerwowa	Sprzedaż energii elektrycznej URD przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku nieprzekazania do CIRE informacji o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej dla danego PPE.
Stacja ładowania	a) urządzenie budowlane obejmujące punkt ładowania o normalnej mocy lub punkt ładowania o dużej mocy, związane z obiektem budowlanym, lub b) wolnostojący obiekt budowlany z zainstalowanym co najmniej jednym punktem ładowania o normalnej mocy lub punktem ładowania o dużej mocy – wyposażone w oprogramowanie umożliwiające świadczenie usług ładowania, wraz ze stanowiskiem postojowym oraz, w przypadku gdy stacja ładowania jest podłączona do sieci dystrybucyjnej w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, instalacją prowadzącą od punktu ładowania do przyłącza elektroenergetycznego.
Stan odbudowy systemu	Stan odbudowy systemu, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 38 SO GL.
Stan zagrożenia	Stan zagrożenia, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 37 SO GL.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
Stan zaniku zasilania	Stan zaniku zasilania, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 22 SO GL.
Statyzm	oznacza wyrażany w procentach współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy maksymalnej lub rzeczywistej mocy czynnej w momencie wystąpienia tego odchylenia.

Sterowany odbiór	Instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza posiadające zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację lub tę jednostkę.
Sterownik polowy	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
System informacyjny	system informacyjny w rozumieniu art. 2 pkt 14 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz.U. z 2020 r. poz. 1369 z późn. zm.).
System IP DSR	System informatyczny dedykowany interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (usługa IRP) i interwencyjnemu ofertowemu zwiększeniu poboru mocy przez odbiorców (usługa IZP), zarządzany przez OSP i udostępniany dostawcom tych usług w celu wsparcia realizacji tych usług oraz komunikacji z nimi związanej, oraz udostępniany OSDp w celu wsparcia procesu certyfikacji obiektów redukcji (ORed).
System pomiarowy	System zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do Centralnego systemu informacji rynku energii.
System zdalnego odczytu	system informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Taryfa PGE Dystrybucja S.A.	Zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez PGE Dystrybucja S.A. i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą Prawo energetyczne.
TCM	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies") przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r. z późn. zmianami) lub Kodeksów sieci.
Techniczne Standardy Komunikacji Biznesowej	Dokument opracowany przez OIRE na potrzeby funkcjonowania CSIRE, który nie jest elementem IRiESP-OIRE.
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 harmonicznych telefonii.
Tryb LFSM-O	oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zmniejsza się w odpowiedzi na wzrost częstotliwości systemu powyżej określonej wartości
Tryb LFSM-U	oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zwiększa się w następstwie spadku częstotliwości systemu poniżej określonej wartości.
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 ARNE	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, w szczególności liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ 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.

Układ SCO	Zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przekaźnika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 2 Ustawy.
Umowa kompleksowa	Umowa, na podstawie której odbywa się dostarczanie energii elektrycznej, zawierająca postanowienia umowy sprzedaży i umowy dystrybucji (o której mowa w art. 5 ust. 3 Ustawy).
Umowa kompleksowa rezerwowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej zawarta przez URD ze sprzedawcą rezerwowym.
Umowa przesyłowa	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP.
Umowa sieciowa	Umowa, na podstawie której OSD świadczy usługi dystrybucji dla URD tj. umowa kompleksowa lub umowa o świadczenie usług dystrybucji.
Umowa sprzedaży	Umowa sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 Ustawy.
Umowa sprzedaży rezerwowej	Umowa sprzedaży zawarta przez URD ze sprzedawcą rezerwowym.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługa IRP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca na interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.
Usługa IZP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca na interwencyjnym ofertowym zwiększeniu poboru mocy przez odbiorców.
Usługi bilansujące	Usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 EB GL.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Warunki dotyczące bilansowania	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.
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (wMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią"). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciowe	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciowych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zagregowane dane pomiarowe	dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego.
Zakład wytwarzania energii	Zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 NC RfG.
Zapotrzebowanie sieci	Zapotrzebowanie na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, powiększone o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej,

	pomniejszone o moc bezpośrednio dostarczaną przez źródła wytwórcze do odbiorców z pominięciem sieci należącej do innych przedsiębiorstw energetycznych.
Zaprzestanie dostarczania energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej, lub z powodu zgłoszenia/powiadomienia przez sprzedawcę umowy kompleksowej niezgodnie z przedmiotem GUD-K.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez Operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.
Zasilenie inicjalne	Przekazanie przez OSD do OSP danych pomiarowych dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, po otrzymaniu z OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP.
Zasób	Moduł wytwarzania energii, w tym instalację odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 3 pkt 20h Ustawy, magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k Ustawy, instalację odbiorczą lub jednostkę odbiorczą, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej.
Zastępcze dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu.

Załącznik nr 1

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ORAZ MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z zastrzeżeniem pkt II.4.1.5 – II.4.1.6. IRiESD oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze oraz magazyny energii elektrycznej muszą spełniać wymagania zawarte w niniejszym załączniku po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej lub magazyny energii elektrycznej nie spełniających tych wymagań.

1.2. PGE Dystrybucja S.A. określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny.

Powyższe wymagania dotyczą również magazynów energii elektrycznej.

1.3 Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68 kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w sposób trójfazowy. Wymagania tego punktu wchodzą w życie 6 miesięcy od zatwierdzenia KA IRiESD przez Prezesa URE.

1.4. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla PGE Dystrybucja S.A.

1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kW przyłączane do sieci dystrybucyjnej, powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. PGE Dystrybucja S.A. decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.

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

1.7. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z PGE Dystrybucja S.A. i w obecności jego przedstawiciela.

1.8. Instalacja odnawialnego źródła energii wykorzystywana przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego powinna spełniać wymogi określone dla jednostek wytwórczych w IRiESD oraz w przepisach odrębnych.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:

a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,

b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.

Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje.

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

2.2. W przypadku, gdy jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej na wyspę urządzeń tego wytwórcy, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od sieci dystrybucyjnej, wyposażony w system zdalnego sterowania z odwzorowaniem jego stanu pracy.

2.3. PGE Dystrybucja S.A. koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt. 2.1. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy.

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 IRESD.

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. PGE Dystrybucja S.A. decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.

3.6. W zależności od rodzaju jednostki wytwórczej zabezpieczenia powinny powodować otwarcie łącznika :

a) określonego w pkt. 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
b) określonego w pkt. 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.

3.7. PGE Dystrybucja S.A. 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 wyłączania 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 PGE Dystrybucja S.A.

3.13. PGE Dystrybucja S.A. może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa PGE Dystrybucja S.A. w warunkach przyłączenia.

4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód

fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.

4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.

4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.

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

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 – $\Delta f < \pm 0{,}5$ Hz,

c) różnica kąta fazowego – $\Delta\varphi < \pm 10°$,

5.5. PGE Dystrybucja S.A. może w uzasadnionych przypadkach ustalić inne granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4.

5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.

5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z PGE Dystrybucja S.A.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

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

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 odchyleń ±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 harmonicznych 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 sześciopołówkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznych, powinien być spełniony następujący warunek:

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

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

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

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

k – współczynnik wynoszący:

1 – dla generatorów synchronicznych,

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

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

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

I_a – prąd rozruchowy,

I_r – znamionowy prąd ciągły.

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

PGE Dystrybucja S.A. na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączania źródeł energii do sieci elektroenergetycznej SN i nN.

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 PGE Dystrybucja S.A. zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRiESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRiESD.

8.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:

a) regulacja mocy czynnej,
b) praca w zależności od napięcia i częstotliwości,
c) załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,
d) regulacja napięcia i mocy biernej,
e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
f) dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,
g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
h) systemy monitoringu i telekomunikacji,
i) testy sprawdzające.

8.1.5. PGE Dystrybucja S.A. ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD oraz w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz – dla farm przyłączanych do sieci 110 kV – symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego Operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.

8.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej farm wiatrowych przyłączanych jest do szyn zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te farmy jako pojedynczą farmę wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRiESD.

8.1.7. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

8.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określane przez PGE Dystrybucja S.A. w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.

8.1.9. PGE Dystrybucja S.A. może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do 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 ± 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 zakłóceniowych w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy PGE Dystrybucja S.A. poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.

8.2.5. Układ regulacji mocy poszczególnych jednostek wytwórczych, powinien zapewnić zmniejszenie mocy do co najmniej 20% mocy znamionowej w czasie mniejszym od 2 s.

8.2.6. Operator systemu ma prawo ograniczyć czasowo moc farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy farmy wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.

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

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

8.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

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

a) przy $49{,}5 \leq f \leq 50{,}5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy 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 kV ÷ 123 kV – dla sieci 110 kV,

b) ±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 zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmy wiatrowej.

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

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

8.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

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

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

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

8.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, PGE Dystrybucja S.A. musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu farmy wiatrowej, po postoju dłuższym niż 15 minut spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy i prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 10% jej mocy znamionowej.

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

8.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

8.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.

8.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia. PGE Dystrybucja S.A. w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie, wraz z potrzebą zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.

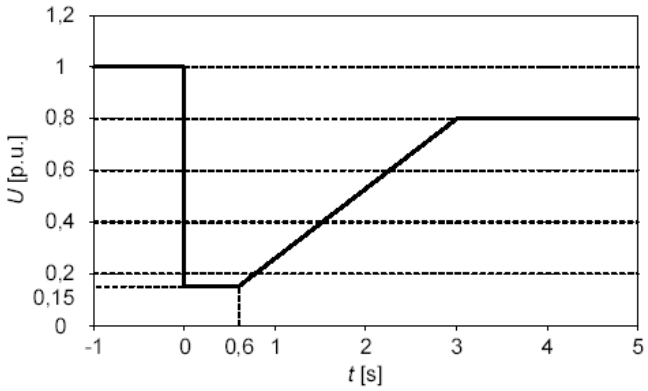
8.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej, farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,975 (indukcyjny) do 0,975 (pojemnościowy), w pełnym zakresie obciążenia farmy.

8.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać ww. zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy. Dla farm wiatrowych przyłączanych do sieci 110 kV zmiana zakresu regulacji powinna odbywać się w sposób zdalny.

8.5.5. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej, należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną, z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

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



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

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

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

8.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt. 8.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV nie może utracić zdolności

regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3 %. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.

8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.

8.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (P_{st}) i długookresowego (P_{lt}) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:

a) $P_{st} < 0,35$ dla sieci 110 kV i $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,

b) $P_{lt} < 0,25$ dla sieci 110 kV i $P_{lt} < 0,35$ dla sieci SN.

8.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznych napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznych 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 harmonicznych 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 zwarciowych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.

8.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.

8.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmy wiatrowej.

8.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.

8.8.5. Na etapie opracowywania dokumentacji projektowej farmy wiatrowej, właściciel farmy jest zobowiązany przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą m.in. sprawdzenie:

a) kompletności zabezpieczeń,
b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,
c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.

Analizę zabezpieczeń należy przekazać PGE Dystrybucja S.A.

8.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

8.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy.

Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia PGE Dystrybucja S.A.

8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:

a) mocy czynnej,
b) mocy biernej,
c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,
d) współczynnika mocy cos φ,
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. PGE Dystrybucja S.A. określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.

8.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i PGE Dystrybucja S.A. określa PGE Dystrybucja S.A. na etapie projektowania.

8.9.9. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceniowych. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:

a) 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,

b) 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 PGE Dystrybucja S.A. według programu uzgodnionego z PGE Dystrybucja S.A.. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiekolwiek 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:

a) charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
b) uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
c) odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągana jest moc znamionowa,
d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,
f) wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.

8.10.4. PGE Dystrybucja S.A. wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.

8.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest PGE Dystrybucja S.A. w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

8.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż farma wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, właściwy operator systemu wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego nie spełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, operator systemu ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

9.1. Wymagania techniczne

9.1.1. Wymagania ogólne

9.1.1.1. Mikroinstalacja przyłączona do sieci PGE Dystrybucja S.A., powinna umożliwiać PGE Dystrybucja S.A. monitorowanie i sterowanie jej parametrami w sposób zintegrowany (jedno urządzenie sterujące tj. falownik lub integrator w przypadku więcej niż jednego falownika, zapewniające wspólne i jednoczesne sterowanie pracą całej mikroinstalacji).

9.1.1.2. Dla jednego przyłącza dopuszcza się zabudowę mikroinstalacji za pomocą falowników jednofazowych o łącznej mocy nie większej niż 3,68 kW na każdej fazie, pod warunkiem spełnienia wymagań z pkt 9.1.1.1.

9.1.1.3. Urządzenie sterujące, o którym mowa w pkt 9.1.1.1. powinno być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC, który umożliwia przyjęcie od PGE Dystrybucja S.A. poleceń sterujących. Port wejściowy RS485 powinien być zlokalizowany w miejscu zapewniającym łatwy dostęp dla służb technicznych PGE Dystrybucja S.A..

9.1.2. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

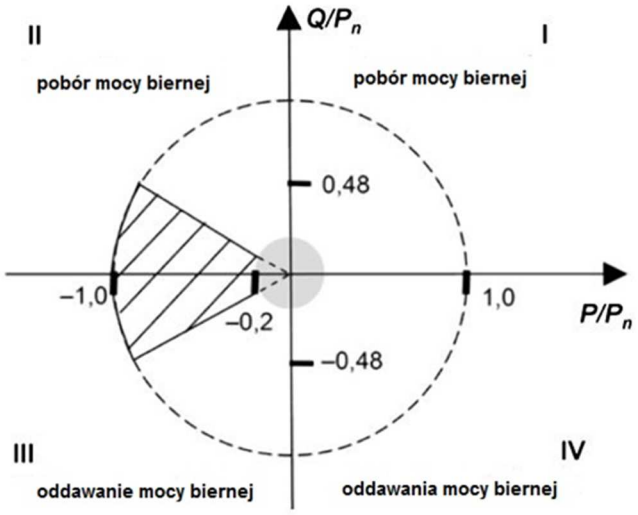
9.1.2.1. Wymagania ogólne:

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:

a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez PGE Dystrybucja S.A. w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu od cos φ=0,9$_{ind}$ do cos φ =0,9$_{poj}$, gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,

b) 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

9.1.2.2 Wymagane tryby regulacji mocy biernej:

Mikroinstalacja ma być zdolna do działania w następujących trybach sterowania:

a) sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb Q(U)) jako tryb podstawowy,

b) sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb cos φ (P)), jako tryb alternatywny,

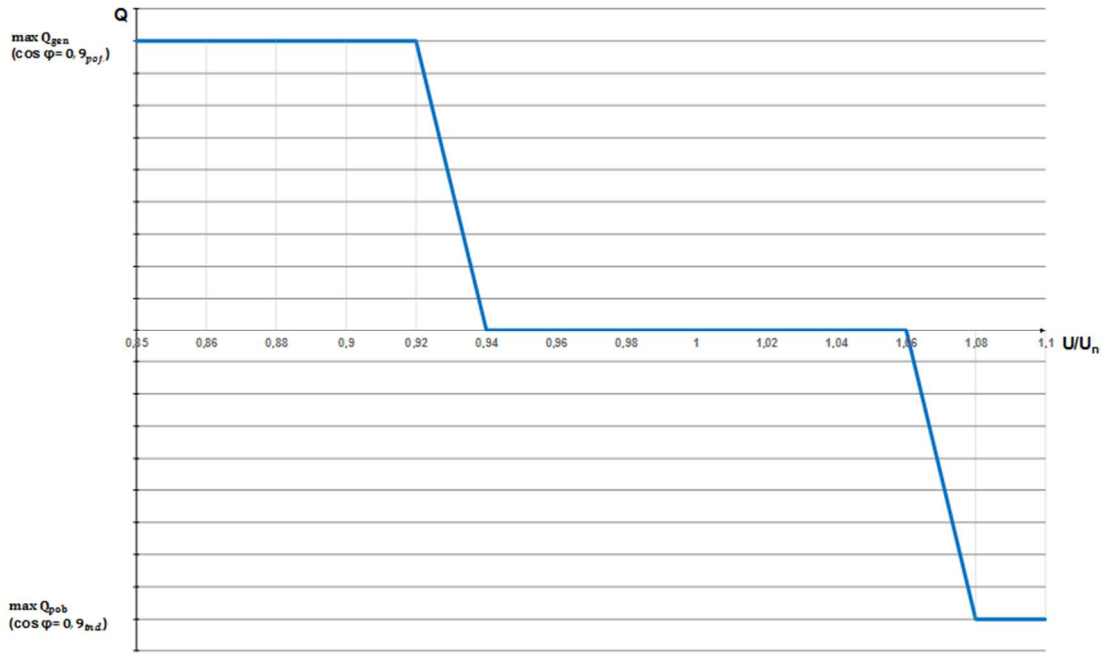
c) cos φ stałe, nastawiane w granicach od cos φ = 0,9$_{ind}$ do cos φ =0,9$_{poj}$, jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. W momencie uruchomienia mikroinstalacji należy ustawić tryb podstawowy zgodny z powyższym ppkt a). Zmiana trybu możliwa jest jedynie na polecenie PGE Dystrybucja S.A.. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy - zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

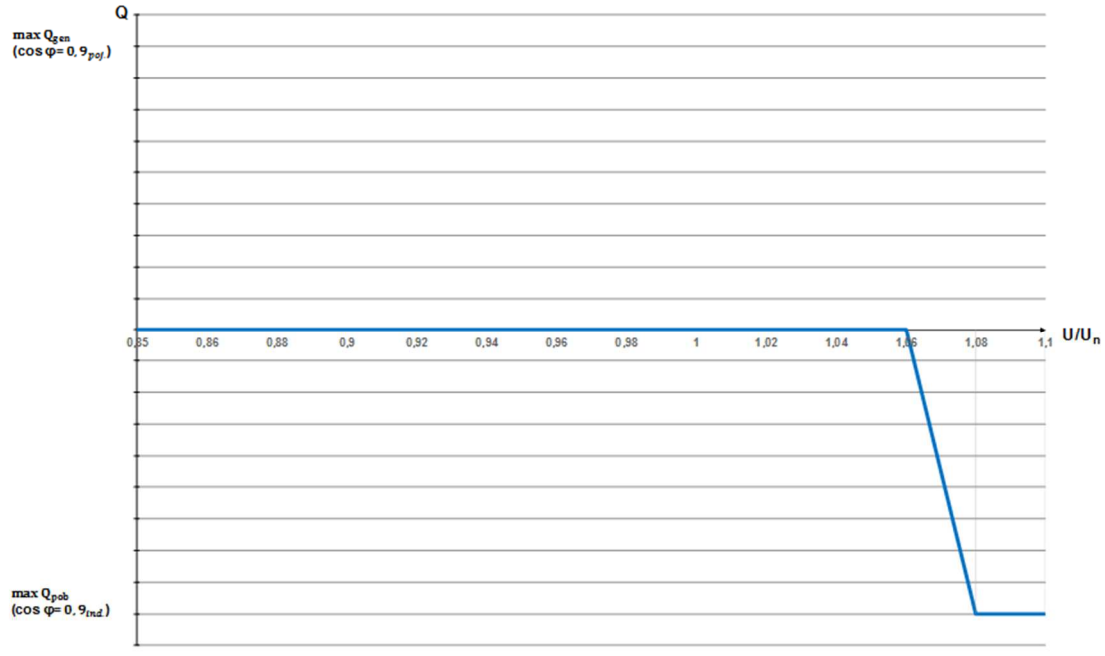
9.1.2.3. Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia - Q(U):

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 PGE Dystrybucja S.A., 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 PGE Dystrybucja S.A.

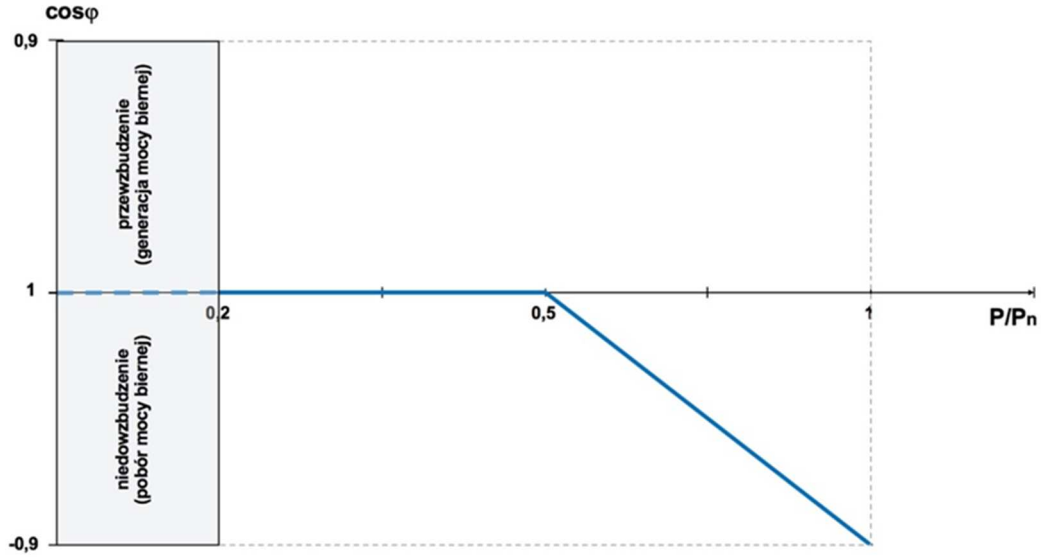


Rys. 4. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla mikroinstalacji podłączonych jednofazowo, wymagana przez PGE Dystrybucja S.A.

9.1.2.4. Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej - cos φ (P):

W trybie cos φ (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 φ w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez PGE Dystrybucja S.A.

9.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej

9.1.3.1. Mikroinstalacja powinna być przystosowana do zdalnego sterowania przez PGE Dystrybucja S.A. w zakresie zaprzestania generacji mocy czynnej. W przypadku mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW powinna ona być przystosowana do ograniczenia jej pracy lub odłączenia od sieci przez PGE Dystrybucja S.A.. Dla realizacji powyższych wymagań, mikroinstalacja powinna być wyposażona co najmniej w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC.

9.1.3.2. W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego zadziałaniem 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.

9.1.4. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń

9.1.4.1. 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 urządzenia sterującego. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń - zmiana nastaw zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji. Nastawy poszczególnych zabezpieczeń nie mogą przekraczać granicznych wartości oraz innych parametrów ustalonych i wskazanych przez PGE Dystrybucja S.A., mających wpływ na pracę sieci elektroenergetycznej.

9.1.4.2. 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
U_{LN}	Obniżenie napięcia	0,85 Un	195,5 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1[1)]	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
U_{LL}	Obniżenie napięcia	0,85 Un	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1[1)]	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	-

[1)] 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.

Informacje na temat nastaw zabezpieczeń powinny być możliwe do odczytania z mikroinstalacji w szczególności z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub przez port komunikacyjny oraz określone w technicznej dokumentacji indywidualnej dla danej mikroinstalacji, dołączonej przez producenta lub instalatora.

9.1.4.3. 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 PGE Dystrybucja S.A.

9.1.5. Jakość energii

Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej i Ustawy.

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:

a) nazwę producenta lub znak firmowy,

b) określenie typu, numer identyfikacyjny, oznaczenie serii lub partii i numer seryjny,

c) moc znamionową,

d) napięcie znamionowe,

e) częstotliwość znamionowa,

f) zakres regulacji współczynnika przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu,

g) oznakowanie CE.

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:

a) 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 PGE Dystrybucja S.A.

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

P_n [kW]	$P_n \leq 3{,}68$	$3{,}68 < P_n \leq 10$	$10 < P_n \leq 50$
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez PGE Dystrybucja S.A.			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 φ (P)	TAK		
Układ zabezpieczeń: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej	TAK		
Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo	

10. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGE DYSTRYBUCJA S.A.

10.1. Postanowienia ogólne

Ze względu na charakter magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie wytwarzania, należy traktować je jako jednostki wytwarzające energie elektryczną w module parku energii. Stąd też, dla magazynów energii elektrycznej obowiązują wymagania takie same jak dla odpowiednich typów modułów wytwarzania zgodnie z zapisami NC RfG oraz z zapisami wymogów ogólnego stosowania do NC RfG, włącznie z poniższymi, szczegółowymi zapisami w zakresie aktywnej odpowiedzi na odchylenia częstotliwości (tryby: LFSM-O, LFSM-U).

10.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości

10.2.1. Odpowiedź mocą na podwyższoną częstotliwość (tryb LFSM-O)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na podwyższoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania A, B, C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-O (50,2 Hz – 50,5 Hz, wartość domyślna 50,2 Hz) nie powinny zmniejszać mocy ładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci poniżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy ładowania w przypadku osiągnięcia maksymalnej pojemności ładowania oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości, powinny zmniejszać moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

10.2.2. Odpowiedź mocą na obniżoną częstotliwość (tryb LFSM-U)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na obniżoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-U (49,8 Hz - 49,5 Hz, wartość domyślna 49,8 Hz) nie powinny zmniejszać mocy rozładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci powyżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy rozładowania w przypadku osiągnięcia minimalnej pojemności oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości powinny obniżać moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

11. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH i FARM FOTOWOILTAICZNYCH

11.1. Zdalne sterowanie farmą wiatrową (interwencyjne)

11.1.1. W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu, wymaga się, aby farma wiatrowa przyłączona do sieci PGE Dystrybucja S.A. lub operatora systemu dystrybucyjnego przyłączonego do sytemu PGE Dystrybucja S.A. była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami PGE Dystrybucja S.A. lub

standardami operatora systemu dystrybucyjnego przyłączonego do sytemu PGE Dystrybucja S.A. jako właściwego ze względu na miejsce przyłączenia farmy wiatrowej. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka centrum dyspozytorskiego należy zapewnić możliwość:

1) zadawania maksymalnego, dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (zmiany mocy czynnej),
2) zmiany mocy biernej (w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej),
3) wyłączenia całkowitego farmy wiatrowej (oddziaływania na wyłącznik w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej).

W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zmianę trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (on-line).

11.1.2. Zadawanie wartości wielkości regulowanych powinno być możliwe w wielkościach bezwzględnych. Algorytm systemu sterowania i regulacji farmą wiatrową musi być dostosowany do realizacji tego wymagania.

11.1.3. Wymaganie zdalnego sterowania stosuje się, niezależnie od wymogu zapewnienia łączności dyspozytorskiej głosowej, zgodnie z IRiESD.

11.1.4. PGE Dystrybucja S.A ma prawo do zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej poprzez oddziaływania na wyłącznik w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane z poziomu służb dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A. OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), zastrzega sobie możliwość, za pośrednictwem służb dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A., interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci PGE Dystrybucja S.A. wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb dyspozytorskich operatora.

11.2. Zdalne sterowanie farmą fotowoltaiczną (interwencyjne) przyłączoną

11.2.1. PGE Dystrybucja S.A. ma prawo do zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy fotowoltaicznej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy fotowoltaicznej poprzez oddziaływania na wyłącznik w torze wyprowadzenia mocy farmy fotowoltaicznej, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A. OSP, dokonuje interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci PGE Dystrybucja S.A., przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A.

11.2.2. Postanowienia dotyczące zdalnego (interwencyjnego) sterowania farmą wiatrową, określone w pkt 11.1.1. - 11.1.3., stosuje się odpowiednio w odniesieniu do farmy fotowoltaicznej.

Załącznik Nr 2 usunięty

Załącznik nr 5

Zasięg terytorialny poszczególnych Oddziałów PGE Dystrybucja S.A.

1. ODDZIAŁ BIAŁYSTOK

Miasta:

Augustów, Biała Piska, Białystok, Bielsk Podlaski, Brańsk, Choroszcz, Ciechanowiec, Czarna Białostocka, Czyżew, Dąbrowa Białostocka, Drohiczyn, Ełk, Giżycko, Gołdap, Goniądz, Grajewo, Hajnówka, Jedwabne, Kleszczele, Knyszyn, Kolno, Krynki, Lipsk, Łapy, Łomża, Michałowo, Mikołajki, Mońki, Nowogród, Olecko, Orzysz, Pisz, Rajgród, Ruciane-Nida, Ryn, Sejny, Siemiatycze, Sokółka, Stawiski, Suchowola, Supraśl, Suraż, Suwałki, Szczuczyn, Szepietowo, Tykocin, Wasilków, Węgorzewo, Wysokie Mazowieckie, Zabłudów, Zambrów.

Gminy:

Andrzejewo, Augustów, Bakałarzewo, Banie Mazurskie, Bargłów Kościelny, Biała Piska, Białowieża, Bielsk Podlaski, Boćki, Boguty-Pianki, Brańsk, Budry, Choroszcz, Ciechanowiec, Czarna Białostocka, Czeremcha, Czyże, Czyżew, Dąbrowa Białostocka, Dobrzyniewo Duże, Drohiczyn, Dubeninki, Dubicze Cerkiewne, Dziadkowice, Ełk, Filipów, Giby, Giżycko, Gołdap, Goniądz, Grabowo, Grajewo, Grodzisk, Gródek, Hajnówka, Janów (powiat sokólski), Jasionówka, Jaświły, Jedwabne, Jeleniewo, Juchnowiec Kościelny, Kalinowo, Kleszczele, Klukowo, Knyszyn, Kobylin-Borzymy, Kolno (powiat koleński), Kołaki Kościelne, Korycin, Kowale Oleckie, Krasnopol, Kruklanki, Krynki, Krypno, Kulesze Kościelne, Kuźnica, Lipsk, Łapy, Łyse, Łomża, Mały Płock, Miastkowo, Michałowo, Mielnik, Mikołajki, Milejczyce, Miłki, Mońki, Narew, Narewka, Nowe Piekuty, Nowinka, Nowogród, Nowy Dwór, Nur, Nurzec-Stacja, Olecko, Orla, Orzysz, Perlejewo, Piątnica, Piecki, Pisz, Płaska, Poświętne (powiat białostocki), Pozezdrze, Prostki, Przerośl, Przytuły, Puńsk, Raczki, Radziłów, Rajgród, Ruciane-Nida, Rudka, Rutka-Tartak, Rutki, Ryn, Rzekuń, Sejny, Sidra, Siemiatycze, Sokoły, Sokółka, Stare Juchy, Stawiski, Suchowola, Supraśl, Suraż, Suwałki, Szczuczyn, Szepietowo, Sztabin, Szudziałowo, Szulborze Wielkie, Szumowo, Szypliszki, Śniadowo, Świętajno (powiat olecki), Trzcianne, Troszyn, Turośl, Turośń Kościelna, Tykocin, Wasilków, Wąsosz (powiat grajewski), Węgorzewo, Wieliczki, Wizna, Wiżajny, Wydminy, Wysokie Mazowieckie, Wyszki, Zabłudów, Zambrów, Zaręby Kościelne, Zawady, Zbójna.

2. ODDZIAŁ LUBLIN

Miasta:

Bełżyce, Biała Podlaska, Bychawa, Dęblin, Kazimierz Dolny, Kock, Kraśnik, Lubartów, Lublin, Łęczna, Łosice, Łuków, Międzyrzec Podlaski, Nałęczów, Opole Lubelskie, Ostrów Lubelski, Parczew, Piaski, Poniatowa, Puławy, Radzyń Podlaski, Ryki, Świdnik, Terespol.

Gminy:

Abramów, Baranów (powiat puławski), Bełżyce, Biała Podlaska, Borki, Borzechów, Bychawa, Chodel, Cyców, Czemierniki, Dębowa Kłoda, Drelów, Dzierzkowice, Fajsławice, Firlej,

Garbów, Głusk, Hanna, Huszlew, Jabłonna (powiat lubelski), Jabłoń, Janowiec, Janów Podlaski, Jastków, Jeziorzany, Józefów nad Wisłą, Kamionka, Karczmiska, Kazimierz Dolny, Kąkolewnica, Kock, Kodeń, Komarówka Podlaska, Konopnica (powiat lubelski), Konstantynów, Końskowola, Kraśnik, Krzczonów, Kurów, Leśna Podlaska, Lubartów, Ludwin, Łaziska, Łęczna, Łomazy, Łosice, Łuków, Markuszów, Mełgiew, Michów, Międzyrzec Podlaski, Milanów, Milejów, Nałęczów, Niedrzwica Duża, Niedźwiada, Niemce, Nowodwór, Olszanka (powiat łosicki), Opole Lubelskie, Ostrów Lubelski, Ostrówek (powiat lubartowski), Parczew, Piaski (powiat świdnicki), Piszczac, Platerów, Podedwórze, Poniatowa, Puchaczów, Puławy, Radzyń Podlaski, Rokitno, Rossosz, Rybczewice, Ryki, Sarnaki, Serniki, Serokomla, Siemień, Sławatycze, Spiczyn, Stara Kornica, Stężyca (powiat rycki), Strzyżewice, Sosnówka, Świdnik, Terespol, Trawniki, Tuczna, Ulan-Majorat, Ułęż, Urzędów, Uścimów, Wąwolnica, Wilkołaz, Wilków (powiat opolski), Wisznice, Wohyń, Wojciechów, Wojcieszków, Wólka, Zakrzówek, Zalesie, Żyrzyn.

3. ODDZIAŁ ŁÓDŹ- MIASTO

Miasta:

Aleksandrów Łódzki, Głowno, Konstantynów Łódzki, Łódź, Ozorków, Pabianice, Rzgów, Stryków, Zgierz

Gminy:

Aleksandrów Łódzki, Andrespol, Bielawy, Brójce, Brzeziny (powiat brzeziński), Czarnocin (powiat piotrkowski), Dłutów, Dmosin, Dobroń, Domaniewice, Głowno, Ksawerów, Lutomiersk, Nowosolna, Ozorków, Pabianice, Parzęczew, Rokiciny, Rzgów (powiat łódzki wschodni), Stryków, Tuszyn, Wodzierady, Zgierz.

4. ODDZIAŁ ŁÓDŹ-TEREN

Miasta:

Bełchatów, Brzeziny, Głowno, Konstantynów Łódzki, Łowicz, Piotrków Trybunalski, Radomsko, Rawa Mazowiecka, Sieradz, Skierniewice, Sochaczew, Tomaszów Mazowiecki, Zduńska Wola, Żyrardów, Biała Rawska, Błaszki, Działoszyn, Kamieńsk, Koluszki, Łask, Mszczonów, Opoczno, Poddębice, Przedbórz, Sulejów, Szadek, Tuszyn, Uniejów, Warta, Wieluń, Wolbórz, Zelów, Złoczew.

Gminy:

Aleksandrów (powiat piotrkowski), Aleksandrów Łódzki, Baranów (powiat grodziski), Bełchatów, Będków, Biała (powiat wieluński), Biała Rawska, Białaczów, Bielawy, Błaszki, Błędów, Błonie, Bolimów, Brąszewice, Brochów, Brójce, Brzeziny (powiat brzeziński), Brzeziny (powiat kaliski), Brzeźnio, Buczek, Budziszewice, Burzenin, Chąśno, Cielądz, Czarnocin (powiat piotrkowski), Czarnożyły, Czerniewice, Dalików, Dłutów, Dmosin, Dobra (powiat turecki), Dobroń, Dobryszyce, Domaniewice, Drużbice, Drzewica, Działoszyn, Fałków, Gielniów, Głowno, Głuchów, Godzianów, Gomunice, Gorzkowice, Goszczanów, Gowarczów, Grabica, Grodzisk Mazowiecki, Iłów, Inowłódz, Jaktorów, Jeżów, Kamieńsk, Kampinos, Kawęczyn, Kiełczygłów, Kiernozia, Kleszczów, Klonowa, Kluczewsko, Kluki, Kobiele Wielkie, Kocierzew Południowy, Kodrąb, Koluszki, Konopnica (powiat wieluński), Końskie, Kowiesy, Koźminek, Kruszyna, Lgota Wielka, Lipce Reymontowskie, Lisków, Lubochnia, Lutomiersk, Lututów, Ładzice, Łask, Łęczyca, Łęki Szlacheckie, Łowicz, Łubnice

(powiat wieruszowski), Łyszkowice, Maków, Masłowice, Młodzieszyn, Mniszków, Mogielnica, Mokrsko, Moszczenica (powiat piotrkowski), Mszczonów, Nadarzyn, Nieborów, Nowa Sucha, Nowe Miasto nad Pilicą, Nowosolna, Nowy Kawęczyn, Opoczno, Osjaków, Ostrówek (powiat wieluński), Pabianice, Pajęczno, Paradyż, Parzęczew, Pątnów, Pęczniew, Piątek, Pniewy (powiat grójecki), Poddębice, Popów, Poświętne (powiat opoczyński), Przedbórz, Puszcza Mariańska, Radomsko, Radziejowice, Rawa Mazowiecka, Regnów, Ręczno, Rogów, Rokiciny, Rozprza, Rusiec, Rybno (powiat sochaczewski), Rząśnia, Rzeczyca, Rzgów (powiat łódzki wschodni), Sadkowice, Sędziejowice, Siemkowice, Sieradz, Skierniewice, Skomlin, Sławno (powiat opoczyński), Słupia, Słupia (Konecka), Sochaczew, Sokolniki, Stryków, Strzelce Wielkie, Sulejów, Sulmierzyce, Szadek, Szczerców, Szczytniki, Świnice Warckie, Teresin, Tomaszów Mazowiecki, Tuszyn, Ujazd (powiat tomaszowski), Uniejów, Warta, Wartkowice, Widawa, Wielgomłyny, Wieluń, Wierzchlas, Wiskitki, Włoszczowa, Wodzierady, Wola Krzysztoporska, Wolbórz, Wróblew, Zadzim, Zapolice, Zduny (powiat łowicki), Zduńska Wola, Zelów, Złoczew, Żabia Wola, Żarnów, Żelechlinek.

5. ODDZIAŁ RZESZÓW

Miasta:

Annopol, Baranów Sandomierski, Biecz, Błażowa, Boguchwała, Brzozów, Ćmielów, Dukla, Głogów Małopolski, Iwonicz-Zdrój, Janów Lubelski, Jasło, Jedlicze, Kolbuszowa, Kołaczyce, Koprzywnica, Krosno, Lesko, Leżajsk, Łańcut, Mielec, Modliborzyce, Nisko, Nowa Dęba, Nowa Sarzyna, Opatów, Osiek, Ożarów, Połaniec, Przecław, Ropczyce, Rudnik nad Sanem, Rymanów, Rzeszów, Sandomierz, Sanok, Sędziszów Małopolski, Sokołów Małopolski, Stalowa Wola, Staszów, Strzyżów, Tarnobrzeg, Tyczyn, Ulanów, Ustrzyki Dolne, Zagórz, Zaklików, Zawichost.

Gminy:

Annopol, Baćkowice, Baligród, Baranów Sandomierski, Batorz, Besko, Białobrzegi (powiat łańcucki), Biecz, Błażowa, Bogoria, Boguchwała, Bojanów, Borowa, Brzozów, Brzyska, Bukowsko, Chmielnik (powiat rzeszowski), Chorkówka, Chrzanów (powiat janowski), Cisna, Cmolas, Czarna (powiat bieszczadzki), Czarna (powiat łańcucki), Czermin (powiat mielecki), Czudec, Ćmielów, Dębowiec (powiat jasielski), Domaradz, Dukla, Dwikozy, Dydnia, Dzikowiec, Dzwola, Frysztak, Gawłuszowice, Głogów Małopolski, Godziszów, Gorzyce (powiat tarnobrzeski), Gościeradów, Grębów, Grodzisko Dolne, Haczów, Harasiuki, Hyżne, Iwaniska, Iwierzyce, Iwonicz-Zdrój, Janów Lubelski, Jarocin (powiat niżański) , Jasienica Rosielna, Jasło, Jaśliska, Jedlicze, Jeżowe, Kamień (powiat rzeszowski), Klimontów, Kolbuszowa, Kołaczyce, Komańcza, Koprzywnica, Korczyna, Krasne (powiat rzeszowski), Krempna, Krościenko Wyżne, Krzeszów, Kuryłówka, Lesko, Leżajsk, Lipinki, Lipnik, Lubenia, Lutowiska, Łańcut, Łoniów, Łubnice (powiat staszowski), Majdan Królewski, Markowa, Miejsce Piastowe, Mielec, Modliborzyce, Niebylec, Nisko, Niwiska, Nowa Dęba, Nowa Sarzyna, Nowy Żmigród, Nozdrzec, Obrazów, Olszanica, Opatów (powiat opatowski), Osiek (powiat staszowski), Osiek Jasielski, Ostrów, Ożarów, Padew Narodowa, Połaniec, Potok Wielki, Przecław, Pysznica, Radomyśl nad Sanem, Rakszawa, Raniżów, Ropczyce, Rudnik nad Sanem, Rymanów, Rytwiany, Sadowie, Samborzec, Sanok, Sędziszów Małopolski, Skołyszyn, Sokołów Małopolski, Solina, Staszów, Strzyżów, Szastarka, Świlcza, Tarłów, Tarnowiec, Trzebownisko, Trzydnik Duży, Tuszów Narodowy, Tyczyn, Tyrawa Wołoska, Ulanów,

Ustrzyki Dolne, Wielopole Skrzyńskie, Wilczyce, Wiśniowa(powiat strzyżowski), Wojaszówka, Wojciechowice, Zagórz, Zaklików, Zaleszany, Zarszyn, Zawichost, Żołynia.

6. ODDZIAŁ SKARŻYSKO-KAMIENNA

Miasta:

Białobrzegi, Bodzentyn, Busko-Zdrój, Chęciny, Chmielnik, Drzewica, Daleszyce, Działoszyce, Grójec, Iłża, Jędrzejów, Kazimierza Wielka, Kielce, Końskie, Kozienice, Kunów, Lipsko, Małogoszcz, Miechów, Mogielnica, Nowe Miasto nad Pilicą, Ostrowiec Świętokrzyski, Pińczów, Pionki, Przysucha, Radom, Sędziszów, Skalbmierz, Skaryszew, Skarżysko-Kamienna, Starachowice, Stąporków, Stopnica, Suchedniów, Szydłowiec, Warka, Wąchock, Włoszczowa, Wyśmierzyce, Zwoleń.

Gminy:

Bałtów, Bejsce, Belsk Duży, Białaczów, Białobrzegi (powiat białobrzeski), Bieliny, Bliżyn, Błędów, Bodzechów, Bodzentyn, Borkowice, Brody (powiat starachowicki), Busko-Zdrój, Charsznica, Chęciny, Chlewiska, Chmielnik (powiat kielecki), Chotcza, Chynów, Ciepielów, Czarnocin (powiat kazimierski), Daleszyce, Drzewica, Działoszyce, Fałków, Garbatka-Letnisko, Gielniów, Głowaczów, Gniewoszów, Gnojno, Gołcza, Goszczyn, Gowarczów, Górno, Gózd, Grabów nad Pilicą, Jasieniec, Grójec, Iłża, Imielno, Jastrząb, Jastrzębia, Jedlińsk, Jedlnia-Letnisko, Jędrzejów, Kazanów, Kazimierza Wielka, Kije, Klwów, Końskie, Koszyce, Kowala, Kozłów, Kozienice, Krasocin, Książ Wielki, Kunów, Lipsko, Łagów (powiat kielecki), Łączna, Łopuszno, Magnuszew, Małogoszcz, Masłów, Michałów, Miechów, Miedziana Góra, Mirów, Mirzec, Mniów, Mogielnica, Morawica, Nagłowice, Nowa Słupia, Nowe Miasto nad Pilicą, Nowy Korczyn, Odrzywół, Oksa, Oleśnica (powiat staszowski), Opatowiec, Orońsko, Pacanów, Pałecznica, Pawłów, Piekoszów, Pierzchnica, Pińczów, Pionki, Pniewy (powiat grójecki), Policzna, Potworów, Promna, Przyłęk, Przysucha, Przytyk, Racławice, Radków (powiat włoszczowski), Radoszyce, Radzanów (powiat białobrzeski), Raków, Ruda Maleniecka, Rusinów, Rzeczniów, Sędziszów, Sieciechów, Sienno, Sitkówka-Nowiny, Skalbmierz, Skaryszew, Skarżysko Kościelne, Słaboszów, Słupia (Jędrzejowska), Słupia (Konecka), Smyków, Sobków, Solec nad Wisłą, Solec-Zdrój, Stara Błotnica, Stąporków, Stopnica, Strawczyn, Stromiec, Suchedniów, Szydłowiec, Szydłów, Tczów, Tuczępy, Warka, Waśniów, Wąchock, Wieniawa, Wierzbica (powiat radomski), Wiślica, Włoszczowa, Wodzisław, Wolanów, Wyśmierzyce, Zagnańsk, Zakrzew (powiat radomski), Złota, Zwoleń.

7. ODZIAŁ WARSZAWA

Miasta:

Błonie, Brok, Brwinów, Chorzele, Garwolin, Góra Kalwaria, Grodzisk Mazowiecki, Halinów, Józefów (powiat otwocki), Kałuszyn, Karczew, Kobyłka, Konstancin-Jeziorna, Kosów Lacki, Legionowo, Łaskarzew, Łochów, Łomianki, Łuków, Maków Mazowiecki, Marki, Milanówek, Mińsk Mazowiecki, Mordy, Mrozy, Myszyniec, Nasielsk, Nowy Dwór Mazowiecki, Ostrołęka, Ostrów Mazowiecka, Otwock, Ożarów Mazowiecki, Piaseczno, Piastów, Pilawa, Podkowa Leśna, Pruszków, Przasnysz, Radzymin, Różan, Serock, Siedlce, Sochaczew, Sokołów Podlaski, Stoczek Łukowski, Sulejówek, Tarczyn, Tłuszcz, Warszawa (dzielnice: Białołęka, Bielany, Rembertów, Targówek, Ursus, Ursynów, Wawer,

Wilanów, Wesoła, Włochy, Bemowo), Węgrów, Wołomin, Wyszków, Zakroczym, Ząbki, Zielonka, Żelechów.

Gminy:

Adamów (powiat łukowski), Baranowo, Baranów (powiat grodziski), Bielany, Błonie, Borowie, Brańszczyk, Brochów, Brok, Brwinów, Cegłów, Celestynów, Ceranów, Chorzele, Chynów, Czarnia, Czerwin, Czerwonka, Czosnów, Dąbrówka, Dębe Wielkie, Długosiodło, Dobre (powiat miński), Domanice, Dzierzgowo, Garwolin, Goworowo, Góra Kalwaria, Górzno (powiat garwoliński), Grębków, Grodzisk Mazowiecki, Halinów, Izabelin, Jabłonna (powiat legionowski), Jabłonna Lacka, Jadów, Jaktorów, Jakubów, Jednorożec, Kadzidło, Kałuszyn, Kampinos, Karczew, Karniewo, Klembów, Kłoczew, Kołbiel, Konstancin-Jeziorna, Korczew, Korytnica, Kosów Lacki, Kotuń, Kozienice, Krasnosielc, Krzynowłoga Mała, Krzywda, Latowicz, Lelis, Leoncin, Leszno, Lesznowola, Liw, Łaskarzew, Łochów, Łomianki, Łosice, Łuków, Łyse, Maciejowice, Małkinia Górna, Miastków Kościelny, Michałowice (powiat pruszkowski), Miedzna, Międzyrzec Podlaski, Mińsk Mazowiecki, Młynarze, Mokobody, Mordy, Mrozy, Myszyniec, Nadarzyn, Nasielsk, Nieporęt, Obryte, Olszewo-Borki, Osieck, Ostrów Mazowiecka, Ożarów Mazowiecki, Paprotnia, Parysów, Piaseczno, Pilawa, Płoniawy-Bramura, Pokrzywnica, Pomiechówek, Poświętne (powiat wołomiński), Prażmów, Przasnysz, Przesmyki, Radzymin, Raszyn, Repki, Rozogi, Różan, Rząśnik, Rzekuń, Rzewnie, Sabnie, Sadowne, Serock, Serokomla, Siedlce, Siennica, Skórzec, Sobienie-Jeziory, Sobolew, Sochaczew, Sokołów Podlaski, Somianka, Stanin, Stanisławów, Stare Babice, Stary Lubotyń, Sterdyń, Stężyca (powiat rycki), Stoczek, Stoczek Łukowski, Strachówka, Suchożebry, Sulejówek, Sypniewo, Szelków, Tarczyn, Teresin, Tłuszcz, Trojanów, Troszyn, Trzebieszów, Wąsewo, Wiązowna, Wieliszew, Wierzbno, Wilga, Wiśniew, Wodynie, Wojcieszków, Wola Mysłowska, Wołomin, Wyszków, Zabrodzie, Zakroczym, Zatory, Zbójna, Zbuczyn, Zielonka, Żabia Wola, Żelechów.

8. ODDZIAŁ ZAMOŚĆ

Miasta:

Biłgoraj, Chełm, Cieszanów, Dynów, Frampol, Hrubieszów, Jarosław, Józefów (powiat biłgorajski), Kańczuga, Krasnobród, Krasnystaw, Lubaczów, Łaszczów, Narol, Oleszyce, Pruchnik, Przemyśl, Przeworsk, Radymno, Rejowiec Fabryczny, Sieniawa, Szczebrzeszyn, Tarnogród, Tomaszów Lubelski, Tyszowce, Włodawa, Zamość, Zwierzyniec.

Gminy:

Adamów (powiat zamojski), Adamówka, Aleksandrów (powiat biłgorajski), Bełżec, Białobrzegi (powiat łańcucki), Białopole, Biłgoraj, Bircza, Biszcza, Błażowa, Chełm, Chłopice, Chrzanów (powiat janowski), Cieszanów, Cyców, Dołhobyczów, Dorohusk, Dubiecko, Dubienka, Dynów, Dzwola, Frampol, Fredropol, Gać, Goraj, Gorzków, Grabowiec, Grodzisko Dolne, Hanna, Hańsk, Horodło, Horyniec-Zdrój, Hrubieszów, Hyżne, Izbica, Jarczów, Jarosław, Jawornik Polski, Józefów (powiat biłgorajski), Kamień (powiat chełmski), Kańczuga, Komarów-Osada, Krasiczyn, Krasnobród, Krasnystaw, Kraśniczyn, Krynice, Krzywcza, Księżpol, Kuryłówka, Laszki, Leśniowice, Leżajsk, Lubaczów, Lubycza Królewska, Łabunie, Łaszczów, Łopiennik Górny, Łukowa, Medyka, Miączyn, Mircze, Narol, Nielisz, Nozdrzec, Obsza, Oleszyce, Orły, Pawłosiów, Potok Górny, Pruchnik, Przemyśl, Przeworsk, Puchaczów, Rachanie, Radecznica, Radymno, Rejowiec, Rejowiec Fabryczny, Rokietnica (powiat jarosławski), Roźwienica, Ruda-Huta, Rudnik (powiat krasnostawski), Sawin, Siedliszcze,

Sieniawa, Siennica Różana, Sitno, Skierbieszów, Sosnowica, Stary Brus, Stary Dzików, Stary Zamość, Stubno, Sułów, Susiec, Szczebrzeszyn, Tarnawatka, Tarnogród, Telatyn, Tereszpol, Tomaszów Lubelski, Trawniki, Tryńcza, Trzeszczany, Turobin, Tyrawa Wołoska**,** Tyszowce, Uchanie, Ulhówek, Urszulin, Ustrzyki Dolne, Werbkowice, Wiązownica, Wielkie Oczy, Wierzbica (powiat chełmski), Włodawa, Wojsławice, Wola Uhruska, Wyryki, Wysokie, Zakrzew (powiat lubelski), Zamość, Zarzecze, Zwierzyniec, Żmudź, Żółkiewka, Żurawica.

Załącznik nr 6

ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI

Cześć A - Istotne postanowienia GUD-K

GUD-K zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD-K stanowią w szczególności:
   1) IRiESD,
   2) WDB,
   3) Taryfa PGE Dystrybucja S.A.
2. IRiESD zatwierdzona przez Prezesa URE i ogłoszona w Biuletynie URE stanowi część GUD-K. Dokonane po wejściu w życie GUD-K zmiany IRiESD lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD-K. W przypadku niezgodności zapisów GUD-K i IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa URE, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD-K, zgodnie z GUD-K. Jednocześnie PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawca przyjmują, że PGE Dystrybucja S.A. powiadomi sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD-K, o publicznym dostępie do projektu IRiESD lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania. Powiadomienie to nastąpi nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia opublikowania projektu IRiESD lub jej zmian. Nie później niż 3 dni robocze po otrzymaniu decyzji przez PGE Dystrybucja S.A. o zatwierdzeniu IRiESD lub jej zmian przez Prezesa URE, PGE Dystrybucja S.A. poinformuje o tym sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD-K.
3. Warunkiem realizacji zobowiązań PGE Dystrybucja S.A. wobec sprzedawcy wynikających z GUD-K jest jednoczesne obowiązywanie umów:
   1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSP;
   2) kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD;
   3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a POB_Z wskazanym przez sprzedawcę – przez wskazanie POB_Z rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;

4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB_Z a OSP.

4. PGE Dystrybucja S.A. wstrzymuje realizację GUD-K w całości lub w części, jeżeli którakolwiek z umów, o których mowa w pkt 3, nie obowiązuje lub nie jest realizowana, w zakresie w jakim nie będzie możliwa realizacja GUD-K bez obowiązywania lub realizacji danej umowy.

II. Przedmiot GUD-K:

1. Na mocy GUD-K PGE Dystrybucja S.A. zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej,
2. GUD-K wraz z IRiESD i Taryfą PGE Dystrybucja S.A. określa szczegółowe warunki świadczenia przez PGE Dystrybucja S.A. usług dystrybucji oraz zasady współpracy PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
   1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do PGE Dystrybucja S.A. umów kompleksowych;
   2) zasady obejmowania postanowieniami GUD-K kolejnych URD i zobowiązania PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcy w tym zakresie;
   3) zasady wyłączania z zakresu GUD-K tych URD, z którymi zawarte umowy kompleksowe wygasły lub zostały rozwiązane;
   4) wskazanie POB_Z oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez sprzedawcę POB_Z;
   5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów kompleksowych;
   6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez PGE Dystrybucja S.A.;
   7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych dotyczących URD, w tym danych pomiarowych oraz innych niezbędnych do dokonania przez sprzedawcę rozliczeń za usługę kompleksową;
   8) zasady udzielania bonifikat, rozpatrywania reklamacji i wypłaty odszkodowań;
   9) obowiązki PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcy w zakresie obsługi URD;
   10) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcą;
   11) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;
   12) zasady zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K;
   13) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. PGE Dystrybucja S.A. zobowiązuje się w szczególności do:

1. przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach kompleksowych oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z IRiESD;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do PGE Dystrybucja S.A. i przyjętymi przez PGE Dystrybucja S.A. do realizacji umowami kompleksowymi;
3. dostarczania energii elektrycznej z zachowaniem ciągłości i niezawodności dostaw z uwzględnieniem parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów

jakościowych obsługi odbiorców określonych w obowiązujących przepisach prawa, do miejsc dostarczania energii elektrycznej określonych w umowach kompleksowych;

4. odbierania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci PGE Dystrybucja S.A. przez URD będącego prosumentem energii odnawialnej na podstawie umów kompleksowych, o których mowa w pkt 2;
5. udostępniania sprzedawcy danych pomiarowych URD oraz danych stanowiących podstawę do rozliczeń z URD, zgodnie z zapisami IRiESD oraz Taryfy PGE Dystrybucja S.A.;
6. wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD;
7. rozpatrywania na zasadach określonych w IRiESD wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez sprzedawcę w imieniu URD;
8. niezwłocznego przekazywania sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-K i umów kompleksowych z URD, w zakresie świadczonych usług dystrybucji;
9. udzielania sprzedawcy oraz URD informacji dotyczących świadczonych usług dystrybucji;
10. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD-K, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
11. terminowej zapłaty należności wynikających z GUD-K;
12. przekazania paszportu PPE niezwłocznie, jednak nie później niż w ciągu:
    1) trzech (3) dni roboczych, od złożenia przez sprzedawcę do PGE Dystrybucja S.A. zapytania o paszport PPE (w szczególnie uzasadnionych przypadkach termin określony powyżej może być przedłużony do pięciu (5) dni roboczych, o czym PGE Dystrybucja S.A. poinformuje sprzedawcę przed upływem ww. terminu) – dla URD przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu znamionowym do 1 kV i mocy przyłączeniowej/umownej nie wyższej niż 50 kW,
    2) pięciu (5) dni roboczych, od złożenia przez sprzedawcę do PGE Dystrybucja S.A. zapytania o paszport PPE (w szczególnie uzasadnionych przypadkach termin określony powyżej może być przedłużony do dziesięciu (10) dni roboczych, o czym PGE Dystrybucja S.A. poinformuje sprzedawcę przed upływem ww. terminu) – dla URD innych niż wymienionych w pkt 1);

    w szczególnie uzasadnionych przypadkach terminy określone powyżej mogą być przedłużone o pięć (5) dni roboczych PGE Dystrybucja S.A. poinformuje o tym sprzedawcę przed upływem terminów, o których mowa w pkt 1) i 2);
13. powiadamiania o zmianie Taryfy PGE Dystrybucja S.A. oraz IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.;
14. przekazania, na dedykowany adres poczty elektronicznej sprzedawcy, zatwierdzonej Taryfy PGE Dystrybucja S.A., nie później niż w terminie dwóch (2) dni roboczych od jej opublikowania w Biuletynie URE;
15. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K;

16. informowania sprzedawcy o przyłączeniu do sieci PGE Dystrybucja S.A. mikroinstalacji URD, w tym informacji o mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji i rodzaju źródła energii.

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. występowania z wnioskiem o wydanie paszportu PPE przed zawarciem umowy kompleksowej z URD, przy czym wniosek ten nie jest obligatoryjny dla URD w gospodarstwie domowym przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV; wystąpienie z wnioskiem jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę pełnomocnictwem URD do pozyskania od PGE Dystrybucja S.A. danych udostępnionych w paszporcie PPE;
2. zgłaszania do PGE Dystrybucja S.A. informacji o zawartych umowach kompleksowych, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów kompleksowych, na zasadach określonych w IRiESD; dokonanie zgłoszenia jest równoznaczne z realizacją obowiązku, o którym mowa w pkt 3;
3. uwzględnienia w umowach kompleksowych danych zawartych w paszporcie PPE oraz postanowień dotyczących zasad i warunków świadczenia usług dystrybucji;
4. udzielania, na wniosek PGE Dystrybucja S.A., informacji o postanowieniach umów kompleksowych, o których mowa w GUD-K, w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji;
5. terminowego regulowania należności wynikających z GUD-K;
6. ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K;
7. informowania PGE Dystrybucja S.A. o zmianie POB_Z lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z IRiESD;
8. przekazywania do PGE Dystrybucja S.A., na zasadach i w terminach określonych w IRiESD, wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez URD do sprzedawcy;
9. niezwłocznego, nie później niż w terminach określonych w IRiESD i Ustawie, rozpatrywania reklamacji URD i udzielania na nie odpowiedzi URD;
10. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K;
11. informowania URD o miejscach uzyskania informacji dotyczących postępowań reklamacyjnych, o których mowa w IRiESD;
12. niezwłocznego przekazywania PGE Dystrybucja S.A. informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-K i świadczonych przez PGE Dystrybucja S.A. usług dystrybucji na podstawie umów kompleksowych zawartych przez sprzedawcę z URD;
13. niezwłocznego, nie później niż w terminie 5 dni roboczych od ich otrzymania przez sprzedawcę od URD nie objętego ochroną przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła), przekazywania PGE Dystrybucja S.A. informacji o danych teleadresowych URD na potrzeby realizacji ww. rozporządzenia: adresie

poczty elektronicznej URD oraz numerze telefonu komórkowego URD - poprzez system, o którym mowa w GUD-K albo w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w Załączniku do GUD-K;

14. niezwłocznego dokonania odpowiednich zmian w umowie kompleksowej lub dokonania zgłoszenia nowej umowy kompleksowej, w przypadkach stwierdzenia przez OSD, że URD pobiera energię elektryczną na potrzeby inne, niż określone w umowie kompleksowej lub URD korzysta z grupy taryfowej niezgodnie z kwalifikacją określoną w Taryfie PGE Dystrybucja S.A.;
15. zamieszczania w treści umowy kompleksowej z URD, w szczególności:
    1) zobowiązania URD do przestrzegania zapisów IRiESD oraz Taryfy PGE Dystrybucja S.A.,
    2) zgody URD na gromadzenie i przetwarzanie ich danych osobowych przez PGE Dystrybucja S.A. w zakresie określonym w umowie kompleksowej, w tym w związku z wykonywaniem przez PGE Dystrybucja S.A. odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także kontrolą, modernizacją lub demontażem tych układów,
    3) zobowiązania URD do umożliwienia upoważnionym przedstawicielom PGE Dystrybucja S.A. wykonania kontroli oraz umożliwienia uprawnionym przedstawicielom PGE Dystrybucja S.A. dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do urządzeń oraz układu pomiarowo-rozliczeniowego znajdującego się na terenie lub w obiekcie URD, w celu wykonania prac eksploatacyjnych, usunięcia awarii w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., odczytu wskazań lub demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego,
    4) informacji, że rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej następuje z dniem zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego lub podania napięcia – dotyczy URD nowo przyłączonych,
    5) poinformowania URD, że PGE Dystrybucja S.A. ma prawo do wstrzymania lub ograniczenia dostarczania energii elektrycznej przez PGE Dystrybucja S.A., w przypadkach określonych w Ustawie i w IRiESD,
    6) postanowień dotyczących sprzedaży rezerwowej określonych w Ustawie i IRiESD, w tym pozyskiwania od URD wymaganych oświadczeń lub upoważnień w tym zakresie.

V. Odniesienie do IRiESD oraz Taryfy PGE Dystrybucja S.A. w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych i rozliczeniowych:

1. Udostępnianie sprzedawcy przez PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych i rozliczeniowych dla każdego PPE odbywa się na zasadach określonych w IRiESD i Taryfie PGE Dystrybucja S.A..
2. W zakresie danych pomiarowych dotyczących prosumentów lub prosumentów zbiorowych, PGE Dystrybucja S.A. udostępnia sprzedawcy dane obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. przez prosumenta lub prosumenta zbiorowego przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A..

3. W zakresie danych pomiarowych dotyczących członków spółdzielni energetycznych, PGE Dystrybucja S.A. udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. i pobranej z tej sieci przez wszystkich członków spółdzielni energetycznej przed i po sumarycznym jej bilansowaniu z wszystkich faz.
4. Dane, o których mowa w ppkt 1, 2 i 3, udostępnione są sprzedawcy poprzez system, o którym mowa w GUD-K, w formacie określonym zgodnie z IRiESD.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD.
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i PGE Dystrybucja S.A. odbywa się poprzez system, o którym mowa w GUD-K.
3. Sprzedawca poinformuje URD, że PGE Dystrybucja S.A. może wznowić dostarczanie energii elektrycznej bez odrębnego powiadomienia URD, również pod jego nieobecność.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD-K:

1. PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-K, w przypadkach:
   a) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
   b) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
   c) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
   d) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;
   e) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w Ustawie i w IRiESD;
   f) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB_Z, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB_Z na RB;
   g) nieustanowienia, nieuzupełnienia lub nieodnowienia przez sprzedawcę na rzecz PGE Dystrybucja S.A. zabezpieczenia należytego wykonania Umowy.
2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w ppkt 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD-K. W szczególności zaistnienie przesłanki określonej w ppkt 1 lit. g) powyżej może polegać na wstrzymaniu przyjmowania przez PGE Dystrybucja S.A. nowych zgłoszeń dotyczących zawarcia przez sprzedawcę umów kompleksowych.

3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-K następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ppkt 1.
4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD będącego prosumentem energii odnawialnej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości dostarczania do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. energii wytworzonej przez tego URD.

VIII. Rozliczenia finansowe i fakturowanie

1) Rozliczenia za świadczone przez PGE Dystrybucja S.A. usługi dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej, dokonywane są na podstawie stawek opłat i zasad ich stosowania określonych w Taryfie PGE Dystrybucja S.A., z uwzględnieniem udzielonych przez PGE Dystrybucja S.A. bonifikat oraz ilości zrealizowanych wznowień dostaw energii elektrycznej. W relacjach pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a sprzedawcą rozliczenie usługi dystrybucji dla URD będącego prosumentem lub prosumentem zbiorowym, lub członkiem spółdzielni energetycznej, odbywają się na zasadach zawartych w Ustawie OZE.

2) W przypadku zmiany stawek opłat w trakcie okresu rozliczeniowego danego URD, stawki opłat i rozliczenia powinny być przyjmowane zgodnie z Taryfą PGE Dystrybucja S.A. obowiązującą w danym okresie zużycia energii elektrycznej. W takim przypadku PGE Dystrybucja S.A. udostępnia do rozliczeń dane pomiarowe wyznaczone zgodnie z IRiESD.

3) W celu poprawnego rozliczenia URD, dla których część opłat z tytułu świadczonych usług dystrybucji nie wynika z ilości energii elektrycznej pobranej z sieci PGE Dystrybucja S.A., sprzedawca jest zobowiązany przekazywać PGE Dystrybucja S.A. niezbędne informacje, w tym otrzymane od URD stosowne oświadczenia służące do prawidłowego rozliczenia usług dystrybucji, zgodnie z Taryfą PGE Dystrybucja S.A. i na zasadach określonych przez PGE Dystrybucja S.A..

4) W każdym przypadku za datę zapłaty uznaje się datę wpływu należności na rachunek bankowy Strony.

5) W przypadku opóźnień w płatnościach Strony mają prawo naliczyć odsetki określone w przepisach prawa za każdy dzień opóźnienia w płatnościach.

6) W przypadku, gdyby którakolwiek ze Stron przestała być czynnym podatnikiem podatku VAT ma ona obowiązek poinformowania o tym drugą Stronę, pod rygorem odszkodowania.

7) W przypadku opóźnienia w płatnościach w jakiejkolwiek części ponad 14 dni, PGE Dystrybucja S.A. w pierwszej kolejności ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia.

8) Opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej URD, wstrzymanego na żądanie sprzedawcy ponosi sprzedawca na rzecz PGE Dystrybucja S.A.. W innych przypadkach opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej ponosi URD na rzecz PGE Dystrybucja S.A..

IX. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD-K:
   1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD-K, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej Stronie;
   2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), żadna ze Stron nie skieruje sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa;
   3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD-K albo zgłoszenie wniosku o renegocjacje GUD-K, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD-K.
2. Zasady udzielania bonifikat:
   1) PGE Dystrybucja S.A. udziela sprzedawcy, na zasadach oraz w terminach określonych w IRiESD oraz w Taryfie PGE Dystrybucja S.A. bonifikaty z tytułu:
      a) niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców,
      b) niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
   2) W przypadku udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, PGE Dystrybucja S.A. pokrywa koszty udzielonych bonifikat w wysokości określonej na podstawie ilości dni, o którą PGE Dystrybucja S.A. przekroczył wynikający z IRiESD termin na udzielenie przez PGE Dystrybucja S.A. odpowiedzi sprzedawcy. W przypadku, gdy przekroczenie terminu po stronie PGE Dystrybucja S.A. jest większe niż całkowite przekroczenie terminu udzielenia odpowiedzi przez sprzedawcę, PGE Dystrybucja S.A. pokrywa koszty bonifikat proporcjonalne do przekroczenia terminu odpowiedzi udzielonej URD. Wzajemne rozliczenie dotyczy jedynie przekroczeń terminów realizacji zgłoszeń skierowanych do PGE Dystrybucja S.A. przez sprzedawcę, w przypadku, gdy sprzedawca nie przekroczy terminu 30 dni kalendarzowych na udzielenie bonifikaty URD.
   3) W przypadku udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, PGE Dystrybucja S.A. pokrywa koszty udzielonych bonifikat w pełnej wysokości pod warunkiem uprzedniego potwierdzenia przez PGE Dystrybucja S.A. niedotrzymania tych parametrów.

X. Zmiany, renegocjacje oraz wypowiedzenie GUD-K:

1. Zmiany GUD-K mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD-K, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD-K, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.

2. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD-K uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD-K. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.
3. Postanowienia pkt 2 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD-K wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiekolwiek z postanowień GUD-K stanie się nieważne.
4. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD-K, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegocjacji pod kątem dostosowania GUD-K do nowych okoliczności.
5. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD-K, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania w Biuletynie URE zmian IRiESD lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone PGE Dystrybucja S.A. najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD-K następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone PGE Dystrybucja S.A. w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD-K następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB do dnia wypowiedzenia GUD-K obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub WDB.
6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD-K z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD-K w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.
7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD-K z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach:
   1) istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD-K, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:
      a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD-K,
      b) określenie istotnych szczegółów naruszenia,
   2) niewypłacalności drugiej Strony lub rozpoczęcia przez właściwy sąd postępowania o wykreśleniu Strony z rejestru wobec przeprowadzenia postępowania likwidacyjnego.

   Prawo rozwiązania GUD-K, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD-K.

Za istotne naruszenie warunków GUD-K przez sprzedawcę uważa się w szczególności:

a) ustalenie treści umowy kompleksowej zawieranej z URD z naruszeniem GUD-K (w szczególności WUD lub WUD-P) lub wymogów wynikających z przepisów powszechnie obowiązujących,

b) wystąpienie opóźnienia w regulowaniu wynikających z GUD-K należności PGE Dystrybucja S.A. przekraczających 30 dni kalendarzowych.

8. PGE Dystrybucja S.A. ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD-K, do rozwiązania GUD-K ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:
   1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD-K, niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD-K;
   2) braku POB_Z sprzedawcy;
   3) nieustanowienia, nieuzupełnienia oraz nieodnowienia przez Sprzedawcę zabezpieczeń finansowych.
9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD-K ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji PGE Dystrybucja S.A. na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez PGE Dystrybucja S.A. statusu operatora systemu dystrybucyjnego.
10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD-K powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD-K.

XI. Zasady sprzedaży rezerwowej:

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie rezerwowej umowy kompleksowej oraz warunki współpracy PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są w IRiESD.
2. Sprzedawca, który wyraził zgodę na pełnienie funkcji sprzedawcy rezerwowego:
   1) składa w stosunku do URD, którzy wskazali sprzedawcę jako sprzedawcę rezerwowego, ofertę zawarcia umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej (zwanej dalej „rezerwową umową kompleksową"), z przyczyn wskazanych w Ustawie i IRiESD.
   2) przekazuje PGE Dystrybucja S.A. aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane warunki sprzedaży rezerwowej, o których mowa w ppkt 1) lit. a). W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje PGE Dystrybucja S.A. nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe informacje przekazuje PGE Dystrybucja S.A. w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.
   3) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od PGE Dystrybucja S.A. działającego w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu jego oferty. Zawarcie rezerwowej umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez PGE Dystrybucja S.A. oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy w terminie

wynikającym z Ustawy. Oświadczenie może obejmować łącznie wszystkich URD, dla których zaistniały podstawy do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.

4) otrzymuje oświadczenie, o którym mowa w ppkt 3), wraz z danymi URD określonymi w paszporcie PPE, w formie komunikatu udostępnianego poprzez system, o którym mowa w GUD-K lub formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.

XII. Zabezpieczenia finansowe:

1. Sprzedawca ma obowiązek ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania na rzecz PGE Dystrybucja S.A. zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K („Zabezpieczenie”), w tym:

   1) Zabezpieczenie ustanawiane jest przez sprzedawcę bez wezwania PGE Dystrybucja S.A.

   2) Zabezpieczenie może zostać ustanowione, według wyboru sprzedawcy, w jednej lub kilku z następujących form:

      a) kaucji pieniężnej, wpłaconej na rachunek bankowy PGE Dystrybucja S.A.,

      b) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej, wystawionej przez bank o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową akceptowaną przez PGE Dystrybucja S.A., na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,

      c) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji ubezpieczeniowej, wystawionej przez ubezpieczyciela o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową akceptowaną przez PGE Dystrybucja S.A., na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,

      d) wpłaty środków pieniężnych na rachunek powierniczy/zastrzeżony prowadzony przez bank na rzecz PGE Dystrybucja S.A..

   3) Wysokość Zabezpieczenia ustala się:

      a) przy zawieraniu GUD-k jako równowartość (w zł) iloczynu:

         i. 3- miesięcznej wielkości sprzedaży (liczonej w kWh) zadeklarowanej przez sprzedawcę

         ii. oraz sumy składników opłat za usługi dystrybucji zależnych od zużycia energii elektrycznej (wyrażonych w zł/kWh) dla grupy taryfowej G11, według stawek opłat określonych w Taryfie PGE Dystrybucja S.A.

      b) w trakcie obowiązywania GUD-k jako wartość (w zł) nie mniejszą niż:

         i. 3-miesięczną, potwierdzoną wystawionymi przez PGE Dystrybucja S.A. fakturami, wartość sprzedaży wraz z podatkiem VAT (liczoną w zł) dokonaną przez sprzedawcę w ramach GUD-k, liczoną za okres 3 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym ustalana jest aktualna wysokość Zabezpieczenia;

         ii. wartość sprzedaży stanowiącą sumę:

- 3-miesięcznej wartości sprzedaży objętej dokonanymi przez sprzedawcę zgłoszeniami umów kompleksowych - wyliczonej jako iloczyn: 3-miesięcznej wielkości sprzedaży (wyrażonej w kWh) na podstawie deklaracji rocznych (zgodnie ze zgłoszeniami umów kompleksowych) oraz sumy składników opłat za usługi dystrybucji.

oraz

- 3-miesięcznej wartości sprzedaży rezerwowej (możliwej do uruchomienia w okresie wskazanych w tirecie powyżej 3 miesięcy) - wyliczonej jako iloczyn: 3-miesięcznej wielkości sprzedaży rezerwowej (wyrażonej w kWh) możliwej do uruchomienia w okresie w/w 3 miesięcy oraz sumy składników opłat za usługi dystrybucji.

4) PGE Dystrybucja S.A. ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia ustanowionego przez sprzedawcę na zaspokojenie roszczeń z tytułu wymagalnych należności wynikających z GUD-K.

5) PGE Dystrybucja S.A. może zwolnić z ustanowienia Zabezpieczenia na pisemny wniosek sprzedawcy, w przypadku gdy:

   – sprzedawca posiada aktualną ocenę ratingową na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,

   – podmiot, który posiada bezpośrednio lub pośrednio co najmniej 75% udziałów albo akcji sprzedawcy posiada ocenę ratingową na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,

   – sprzedawca spełnia kryterium terminowości płatności.

   PGE Dystrybucja S.A. może obniżyć wysokość ustanowionego Zabezpieczenia na pisemny wniosek sprzedawcy, o ile sprzedawca spełnia kryterium terminowości płatności.

XIII. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD-K jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z niniejszej GUD-K będą rozpoznawane przez sąd właściwy miejscowo dla siedziby PGE Dystrybucja S.A.
3. GUD-K jest sporządzona w języku polskim.

Cześć B - Istotne postanowienia GUD

GUD zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD stanowią w szczególności:
   i. IRiESD,
   ii. WDB,
   iii. Taryfa PGE Dystrybucja S.A..
2. IRiESD zatwierdzona przez Prezesa URE i ogłoszona w Biuletynie URE stanowi część GUD. Dokonane po wejściu w życie GUD zmiany IRiESD lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD. W przypadku niezgodności zapisów GUD i IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa URE, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD, zgodnie z GUD. Jednocześnie PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawca przyjmują, że PGE Dystrybucja S.A. powiadomi sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD, o publicznym dostępie do projektu IRiESD lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania. Powiadomienie to nastąpi nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia opublikowania projektu IRiESD lub jej zmian. Nie później niż 3 dni robocze po otrzymaniu decyzji przez PGE Dystrybucja S.A. o zatwierdzeniu IRiESD lub jej zmian przez Prezesa URE, PGE Dystrybucja S.A. poinformuje o tym sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD.
3. Warunkiem realizacji zobowiązań PGE Dystrybucja S.A. wobec sprzedawcy wynikających z GUD jest jednoczesne obowiązywanie umów:
   1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSP;
   2) o świadczenie usług dystrybucji zawartych pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a URD;
   3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a POB_Z wskazanym przez sprzedawcę – przez wskazanie POB_Z rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;
   4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB_Z a OSP.
4. PGE Dystrybucja S.A. wstrzymuje realizację GUD w całości lub w części, jeżeli którakolwiek z umów, o których mowa w pkt 3, nie obowiązuje lub nie jest realizowana, w zakresie w jakim nie będzie możliwa realizacja GUD bez obowiązywania lub realizacji danej umowy.

II. Przedmiot GUD:

1. Na mocy GUD PGE Dystrybucja S.A. zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, w przypadku:
   1) sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.;
   2) zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A..
2. GUD wraz z IRiESD i Taryfą PGE Dystrybucja S.A. określa szczegółowe warunki świadczenia przez PGE Dystrybucja S.A. usług dystrybucji oraz zasady współpracy PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
   1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do PGE Dystrybucja S.A. umów sprzedaży;
   2) zasady obejmowania postanowieniami GUD kolejnych URD i zobowiązania PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcy w tym zakresie;
   3) zasady wyłączania z zakresu GUD tych URD, z którymi zawarte umowy sprzedaży lub umowy o świadczenie usług dystrybucji wygasły lub zostały rozwiązane;
   4) wskazanie POB_Z oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez Sprzedawcę POB_Z;
   5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów sprzedaży;
   6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez PGE Dystrybucja S.A.;
   7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych pomiarowych URD;
   8) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;
   9) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. PGE Dystrybucja S.A. zobowiązuje się w szczególności do:

1. przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach sprzedaży oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z IRiESD;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do PGE Dystrybucja S.A. i przyjętymi przez PGE Dystrybucja S.A. do realizacji umowami sprzedaży;
3. dystrybucji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci PGE Dystrybucja S.A. przez URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej;
4. udostępniania sprzedawcy danych pomiarowych URD zgodnie z IRiESD;
5. wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD;
6. niezwłocznego przekazywania sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
7. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
8. powiadamiania o zmianie IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.;
9. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. zgłaszania do PGE Dystrybucja S.A. informacji o zawartych umowach sprzedaży, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów sprzedaży, na zasadach określonych w IRiESD;
2. terminowego regulowania należności wynikających z GUD;
3. informowania PGE Dystrybucja S.A. o zmianie POB_Z lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z IRiESD;
4. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;
5. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
6. niezwłocznego przekazywania PGE Dystrybucja S.A. informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
7. zapewnienia bilansowania energii elektrycznej pobranej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. przez URD.

V. Odniesienie do IRiESD w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych:

1. Udostępnianie sprzedawcy przez PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych dla każdego PPE odbywa się na zasadach określonych w IRiESD;
2. Dane, o których mowa w ppkt 1, udostępnione są sprzedawcy poprzez wystawienie ich na wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. serwer ftp lub przekazanie na adres e-mail, wyszczególniony w Załączniku do GUD lub udostępnienie poprzez system, o którym mowa w GUD, w formacie określonym zgodnie z IRiESD.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD.
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i PGE Dystrybucja S.A. odbywa się poprzez system, o którym mowa w GUD.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD:

1. PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD, w przypadkach:
   a) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
   b) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
   c) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
   d) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;

e) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w Ustawie i w IRiESD;

f) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB_Z, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB_Z na RB.

2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w ppkt 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD.
3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ppkt 1.
4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A..

VIII. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD:
   1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej Stronie;
   2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), żadna ze Stron nie skieruje sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa;
   3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD albo zgłoszenie wniosku o renegocjacje GUD, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD.

IX. Zmiany, renegocjacje oraz wypowiedzenie GUD:

1. Zmiany GUD mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.
2. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.
3. Postanowienia pkt 2 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiekolwiek z postanowień GUD stanie się nieważne.

4. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegocjacji pod kątem dostosowania GUD do nowych okoliczności.
5. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania w Biuletynie URE zmian IRiESD lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone PGE Dystrybucja S.A. najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone PGE Dystrybucja S.A. w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB do dnia wypowiedzenia GUD obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub WDB.
6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.
7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:
   a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD,
   b) określenie istotnych szczegółów naruszenia.

   Prawo rozwiązania GUD, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD.
8. PGE Dystrybucja S.A. ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD, do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:
   1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD, niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD;
   2) braku POB_Z sprzedawcy.
9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji PGE Dystrybucja S.A. na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez PGE Dystrybucja S.A. statusu operatora systemu dystrybucyjnego.
10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD.

X. Zasady sprzedaży rezerwowej:

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej oraz warunki współpracy PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są w IRiESD.
2. Sprzedawca, który wyraził zgodę na pełnienie funkcji sprzedawcy rezerwowego:
   1) składa w stosunku do URD, którzy wskazali sprzedawcę jako sprzedawcę rezerwowego, ofertę zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, z przyczyn wskazanych w Ustawie i IRiESD.
   2) przekazuje PGE Dystrybucja S.A. aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane warunki sprzedaży rezerwowej. W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje PGE Dystrybucja S.A. nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe informacje przekazuje PGE Dystrybucja S.A. w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.
   3) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od PGE Dystrybucja S.A. działającego w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu jego oferty. Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez PGE Dystrybucja S.A. oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy w terminie wynikającym z Ustawy. Oświadczenie może obejmować łącznie wszystkich URD, dla których zaistniały podstawy do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.
   4) otrzymuje oświadczenie, o którym mowa w ppkt 3), wraz z danymi URD, w formie komunikatu udostępnianego poprzez system, o którym mowa w GUD lub formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.

XI. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z niniejszej GUD będą rozpoznawane przez sąd właściwy miejscowo dla siedziby PGE Dystrybucja S.A..
3. GUD jest sporządzona w języku polskim.