



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: 20 lutego 2023r.

Tekst jednolity uwzględniający zmiany wprowadzone:

- *Kartą aktualizacji nr B/1/2015 IRiESD z dnia 4 maja 2015 r. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej 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. zatwierdzonej decyzją Prezesa URE nr DRR.WRE.4321.4.2022.ŁW z dnia 3 lutego 2023 r. z wyłączeniem dodania nowego Załącznika nr 6 do IRiESD)

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 2 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

SPIS TREŚCI

I.	KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	6
I.1.	POSTANOWIENIA OGÓLNE	6
I.2.	CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	12
I.3.	CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ PGE DYSTRYBUCJA S.A.	13
I.4.	OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	14
I.5.	REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	16
II.	PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGE DYSTRYBUCJA S.A.	18
II.1.	ZASADY PRZYŁĄCZANIA	18
II.2.	ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH, KTÓRYCH SIECI DYSTRYBUCYJNE POSIADAJĄ BEZPOŚREDNIE POŁĄCZENIE Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ	29
II.3.	ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	30
II.4.	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH	35
II.5.	DANE PRZEKAZYWANE DO PGE DYSTRYBUCJA S.A. PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	62
II.6.	ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ	67
III.	EKSPLLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	69
III.1.	PRZEPISY OGÓLNE	69
III.2.	PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI	70
III.3.	PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO MODERNIZACJI LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI	70
III.4.	UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH	71
III.5.	DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA	71
III.6.	REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH	72
III.7.	WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH	73
III.8.	OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO	73
III.9.	OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA	74
III.10.	PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH	74
III.11.	WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC	74
IV.	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	75
IV.1.	BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE	75
IV.2.	BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	76
IV.3.	WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	77
V.	WSPÓŁPRACA PGE DYSTRYBUCJA S.A. Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	87
VI.	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	90
VI.1.	OBOWIĄZKI PGE DYSTRYBUCJA S.A.	90
VI.2.	STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH PGE DYSTRYBUCJA S.A.	91
VI.3.	PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	92
VI.4.	PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	93
VI.5.	UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	93
VI.6.	PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	94

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 3 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

VI.7.	PROGRAMY ŁĄCZENIOWE	95
VI.8.	ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	96
VI.9.	DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO PGE DYSTRYBUCJA S.A.	97
VI.10.	WYMIANA DANYCH DOTYCZĄCYCH PROGNOZOWANIA	98
VII.	STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGE DYSTRYBUCJA S.A.	100
VIII.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	101
VIII.1.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	101
VIII.2.	WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	103
VIII.3.	DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ 104	104
VIII.4.	STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	107
	BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	109
A.	POSTANOWIENIA WSTĘPNE	110
A.1.	UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE	110
A.2.	ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY	111
A.3.	OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO	113
A.4.	WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY LUB UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA	116
A.5.	ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH	119
A.6.	ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn Z PGE DYSTRYBUCJA S.A. W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH	124
A.7.	ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ DLA URD, KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY KOMPLEKSOWE	127
A.8.	ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI	130
A.9.	ZASADY WYMIANY INFORMACJI	133
A.10.	ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ	134
B.	ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD	145
C.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	149
C.1.	WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO- ROZLICZENIOWYCH	149
C.2.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA s _M MDD SPRZEDAWCY MACIERZYSTEGO	154
D.	PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH	159
D.1.	WYMAGANIA OGÓLNE	159
D.2.	ZASADY POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH	160
D.3.	PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo	164
E.	ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	166
F.	ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	169
G.	ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI I UDOSTĘPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA 171	171

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE	185
I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	190
SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI	192
I. OZNACZENIA SKRÓTÓW	193
II. POJĘCIA I DEFINICJE	197
ZAŁĄCZNIK NR 1	214
SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ORAZ MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	214
ZAŁĄCZNIK NR 2	236
WYTYCZNE DOKONYWANIA OGLĘDZIN, PRZEGLĄDÓW, OCENY STANU TECHNICZNEGO ORAZ KONSERWACJI I MODERNIZACJI URZĄDZEŃ, INSTALACJI ORAZ SIECI DYSTRYBUCYJNYCH EKSPLOATOWANYCH PRZEZ PGE DYSTRYBUCJA S.A.	236
ZAŁĄCZNIK NR 3	243
ZAWARTOŚĆ FORMULARZA POWIADOMIENIA PGE DYSTRYBUCJA S.A. PRZEZ SPRZEDAWCĘ W IMIENIU WŁASNYM I URD, O ZAWARTEJ UMOWIE SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB UMOWIE KOMPLEKSOWEJ	243
ZAŁĄCZNIK NR 4	244
LISTA KODÓW, KTÓRYMI PGE DYSTRYBUCJA S.A. INFORMUJE SPRZEDAWCĘ O WYNIKU PRZEPROWADZONEJ WERYFIKACJI ZGŁOSZONYCH UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB UMÓW KOMPLEKSOWYCH	244
ZAŁĄCZNIK NR 5	245
ZASIĘG TERYTORIALNY POSZCZEGÓLNYCH ODDZIAŁÓW PGE DYSTRYBUCJA S.A.	245
ZAŁĄCZNIK NR 7	251
KARTA AKTUALIZACJI NR	251

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.1. PGE Dystrybucja Spółka Akcyjna (zwana dalej PGE Dystrybucja S.A.) jako Operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- I.1.2. PGE Dystrybucja S.A. jako Operator systemu dystrybucyjnego posiadającego bezpośrednie połączenie z sieciami przesyłowymi (Operator systemu dystrybucyjnego typu OSDp) prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A.”), zgodnie z niniejszą IRiESD.
- I.1.3. Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:
- 1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (Dz. U. z 2021 r., poz. 716 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
 - 2) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz. U. z 2020 r., poz. 1320 z późn. zmianami),
 - 3) Decyzji z dnia 31 sierpnia 2010 roku znak DPE-4711-18(3)/19029/2010/MW Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczającej Spółkę PGE Dystrybucja S.A. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji,
 - 4) Decyzji z dnia 31 sierpnia 2010 roku znak DEE/42D/19029/W/2/2010/BT udzielającej Spółce PGE Dystrybucja S.A. koncesji na dystrybucję energii elektrycznej,
 - 5) określone w opracowanej przez Operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej OSP) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
 - 6) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2020 r., poz. 1333 z późn. zmianami),
 - 7) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz. U. z 2021 r., poz. 610 z późn. zmianami),
 - 8) taryfy PGE Dystrybucja S.A.,
 - 9) 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.) - 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.) - 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 6 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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.) - 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.) - NC ER;

zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”,

- 10) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy” (Dz. U. z 2021 r., poz. 1854 z późn. zmianami),
- 11) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2021 r., poz. 110 z późn. zmianami).

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

- 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 7 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 8 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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, niezbędną do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
- 10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
 - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
 - b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
 - c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESD,
 - d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
 - e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,
 - f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
 - aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania Operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 9 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej;
- 11) współpracę z operatorem systemu przesyłowego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - 12) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
 - 13) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,
 - 14) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV,
 - 15) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV,
 - 16) prowadzenie rejestru magazynów energii elektrycznej przyłączonych do jego sieci, stanowiących jej część lub wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do jego sieci.
- 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 odpowiedzialny w szczególności za:
- 1) bezpośredni udział w procesie certyfikacji ogólnej,
 - 2) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby przeprowadzania testu zdolności redukcji zapotrzebowania,
 - 3) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego oraz procesu rozliczeń,
 - 4) przekazywanie 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 10 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
 - 2) rozwiązanie z PGE Dystrybucja S.A. umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- I.1.14. 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 wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w decyzji zatwierdzającej IRiESD lub jej zmiany.
- I.1.17. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- 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. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- a) przyczynę aktualizacji IRiESD,
 - b) zakres aktualizacji IRiESD,
 - c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.
- W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRiESD a zapisami Karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w Karcie aktualizacji.
- Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRiESD.
- I.1.22. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) PGE Dystrybucja S.A. opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - b) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, PGE Dystrybucja S.A. publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.1.23. 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 PGE Dystrybucja S.A.:
- dokonyje analizy otrzymanych uwag,
 - w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
 - przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem 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:
- 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,
 - 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.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- I.2.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 12 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

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

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

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

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

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

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 13 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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. ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji; we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.
- I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.
- I.3.6. Przepisy związane z przyłączeniem stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.
- I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
- I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie PGE Dystrybucja S.A. do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.
- I.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 (Dz. U. z 2020 r. poz. 344), 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 zgodnie z punktem V.12. niniejszej instrukcji.
- I.4.3. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje i zapewnia realizację programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tego programu, zwanego programem zgodności.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 14 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

- a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
- b) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
- c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwano z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,
- d) powiadamia ze zgodnym z obowiązującymi przepisami wyprzedzeniem, o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- e) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy PGE Dystrybucja S.A.,
- g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,
- h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów,
- i) udziela bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

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.:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 15 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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 właścിയem 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.,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 16 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiazywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 17 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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 opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub profilem zaufanym ePUAP,
- 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 18 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 4) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez 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,
- 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 złożony wniosek o określenie warunków przyłączenia, jest niezgodny z wzorem udostępnionym przez PGE Dystrybucja S.A., nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku, 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 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 19 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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. urządzeń 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 na potrzeby własne. Wydanie warunków przyłączenia nie gwarantuje możliwości przyłączenia odbiorców oraz źródeł energii do takiej przyszłej sieci. Przyłączanie do takiej sieci urządzeń, instalacji, a w szczególności źródeł energii elektrycznej, odbywa się z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z PGE Dystrybucja S.A., określonych w niniejszej IRiESD.
- 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), do której mają zostać przyłączone nowe źródła energii elektrycznej lub magazyny energii, należące do takiego podmiotu, może złożyć wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający również zakres informacji, danych i załączników odpowiadający wnioskowi o określenie warunków przyłączenia źródeł energii elektrycznej lub magazynów energii. Procedura wydania warunków przyłączenia oraz przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 20 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

takich sieci, jest realizowana na zasadach analogicznych jak procedura przyłączenia źródeł energii elektrycznej i obejmuje również obowiązek wpłacenia przez taki podmiot zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV za każdy kilowat mocy przyłączeniowej takich źródeł, na podstawie art. 7 ust. 8a 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 I i II grupy przyłączeniowej zawierają zakres informacji nie mniejszy niż we wzorach wniosków określonych przez OSP.
- II.1.7. Do wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3 należy załączyć:
- 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,
 - plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
 - w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):
 - wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo
 - decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2021 r., poz. 1484, z późn. zmianami.), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo
 - pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2020 r. poz. 2135, z późn. zmianami.), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim.
- Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej lub pozwolenie na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 21 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

II.1.8. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa PGE Dystrybucja S.A. W przypadku przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej oraz połączeń krajowych i międzynarodowych na napięciu 110 kV zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.9. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3., określa PGE Dystrybucja S.A., które zawierają w szczególności:

- 1) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
- 2) miejsce rozgraniczenia własności sieci PGE Dystrybucja S.A. i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego,
- 3) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
- 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 i jakościowych energii elektrycznej,
- 10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- 12) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- 13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
 - a) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania,
- 14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 15) wymagania w zakresie:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 22 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - d) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - e) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji,
- 16) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażenia w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- 17) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych.

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 I lub 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 23 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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 dla urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej, połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV, wymagają uzgodnienia z OSP. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych, których sieci nie posiadają połączenia z sieciami przesyłowymi (zwanymi dalej „OSDn”), przed określeniem warunków przyłączenia dla:
- 1) podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej,
 - 2) wytwórców, z wyłączeniem zaliczanych do VI grupy przyłączeniowej,
- uzgadniają je z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci są przyłączeni. Jeżeli warunki przyłączenia, określane przez przedsiębiorstwo energetyczne, posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem, wymagają zgodnie z ww. postanowieniami uzgodnienia z OSP, uzgodnień dokonuje OSD.
- II.1.14. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt II.1.8. i II.1.13 obejmuje:
- 1) uzgodnienie założeń oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,
 - 2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.
- W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie zapisy IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci – pkt. 2.2.1.4. Uzgadnianie warunków przyłączenia do sieci oraz zakresu i warunków wykonania ekspertyzy.
- II.1.15. Uzgodnienie warunków przyłączenia, o którym mowa w pkt II.1.8. i II.1.13 jest realizowane po przekazaniu przez PGE Dystrybucja S.A. do Operatora systemu przesyłowego, projektu tych warunków wraz z dokumentami określonymi w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci – pkt. 2.2.1.4. Uzgadnianie warunków przyłączenia do sieci oraz zakresu i warunków wykonania ekspertyzy.
- II.1.16. 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:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 24 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 25 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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. informuje PGE Dystrybucja S.A. o:
- 1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych;
 - 2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji.
- II.1.23. Zapisów pkt. II.1.21. i II.1.22. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, niebędących prosumentami.
- 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 26 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 27 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 28 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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 wyłączenia w punktach przyłączenia sieci u obydwu operatorów,
- 6) miejsce zainstalowania i warunki współpracy EAZ,
- 7) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
- 8) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,
- 9) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 29 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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 zwarciovych,
 - 3) pewności dostaw energii elektrycznej,
 - 4) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.
- II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w pkt. II.2.1, próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego przyłączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.
- II.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt. II.2.5, są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

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

II.3.1. Zasady odłączania

- II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. określone w niniejszym rozdziale obowiązują PGE Dystrybucja S.A., sprzedawców oraz podmioty odłączane.
- II.3.1.2. PGE Dystrybucja S.A. może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w następujących przypadkach:
- a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - b) przyczynę odłączenia,
 - c) proponowany termin odłączenia.
- II.3.1.4. PGE Dystrybucja S.A. ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez PGE Dystrybucja S.A. o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu PGE Dystrybucja S.A. informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.9.
- II.3.1.5. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. uzgadnia z PGE Dystrybucja S.A. tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 30 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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.3.2. 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 energii elektrycznej wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli według oświadczenia sprzedawcy, odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.
- II.3.2.4. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię elektryczną, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 31 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

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

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. W takiej sytuacji, w przypadku gdy wstrzymanie miało nastąpić na wniosek sprzedawcy, PGE Dystrybucja S.A. zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.

- 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 będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 32 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o 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 do PGE Dystrybucja S.A. 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 do czterech dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii, poprzez złożenie do PGE Dystrybucja S.A. wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku PGE Dystrybucja S.A. podejmie kroki w celu niedopuszczenia do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jednak nie ponosi odpowiedzialności w sytuacji, w której anulowanie wniosku o wstrzymanie nie było możliwe.

- II.3.2.13. 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. PGE Dystrybucja S.A. powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

- II.3.2.15. Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wnioski sprzedawcy, w terminach o których mowa w pkt. II.3.2., w tym z przyczyn niezależnych od PGE Dystrybucja S.A., PGE Dystrybucja S.A.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 33 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

w terminie do trzech dni roboczych po upływie tych terminów, powiadomi o tym fakcie sprzedawcę, wskazując przyczyny uniemożliwiające wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej.

- II.3.2.16. Wymiana informacji o których mowa w pkt II.3.2., między PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem systemów informatycznych, o których mowa w pkt A.9.1.. W przypadku wystąpienia trudności technicznych w funkcjonowaniu systemu informatycznego, o którym mowa w pkt. A.9.1., uniemożliwiających przekazywanie informacji, o których mowa w pkt. II.3.2., dopuszcza się wymianę tych informacji za pośrednictwem dedykowanego adresu poczty elektronicznej. PGE Dystrybucja poinformuje Sprzedawcę o gotowości do wymiany informacji za pośrednictwem przedmiotowych systemów informatycznych oraz jej zakresie na 90 dni przed planowanym uruchomieniem wymiany z wykorzystaniem systemów.
- II.3.2.17. 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.3.2.18. 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:
- odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej,
 - 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).

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 34 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

II.4.1. Wymagania ogólne

- II.4.1.1. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych lub przyłączanych (ubiegających się o przyłączenie) do sieci dystrybucyjnych PGE Dystrybucja S.A., muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
 - 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
 - 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.
- II.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.
- II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.
- II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt.VIII.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt.VIII.1. niniejszej IRiESD.
- II.4.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji dotyczącej wymagań technicznych, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 35 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

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

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

II.4.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

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

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

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 36 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
- i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
- j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.

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

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

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

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

II.4.4.3. PGE Dystrybucja S.A. może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt.II.4.2.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 37 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzone przez PGE Dystrybucja S.A.

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

- II.4.5.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- II.4.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy, oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.
- II.4.5.1.5. PGE Dystrybucja S.A. określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.1.6. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych, w tym OSDn. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.
- II.4.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- II.4.5.1.8. Nastawy EAZ, powinny zapewniać jak najkrótsze czasy wyłączenia zakłóceń przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.
- II.4.5.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
- II.4.5.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym, to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
- II.4.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin.
- II.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110 kV.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 38 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- II.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.
- II.4.5.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.4.5.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji 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 PGE Dystrybucja S.A. zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W modernizowanych obiektach, w rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pola SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pola SN transformatorów zasilających, pola transformatorów potrzeb własnych oraz pola linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia. Dopuszcza się realizację funkcji rejestracji zakłóceń i zdarzeń przez urządzenia EAZ.
- II.4.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:
- Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,
- Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,
- Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.
- II.4.5.1.18. Dla potrzeb elementów EAZ współpracujących współbieżnie lub realizacji bezwarunkowych wyłączeń drugiego końca linii, wymaga się stosowania łączy niezależnych. Czas przekazywania sygnałów nie powinien przekraczać 20 ms dla sygnałów binarnych oraz 5 ms dla sygnałów analogowych.

II.4.5.2. Wymagania dla sieci 110 kV

II.4.5.2.1. Wymagania ogólne

- II.4.5.2.1.1. Nastawienia EAZ w koordynowanej sieci 110 kV są koordynowane przez OSP.
- II.4.5.2.1.2. Zabezpieczenia linii 110 kV działają na wyłączenie zgodnie z realizowaną funkcją i z zadaniem 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 39 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 40 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

II.4.5.2.5. Wymagania szczegółowe dla Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej

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

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

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

II.4.5.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn

II.4.5.2.6.1. Łączniki szyn w stacjach systemowych 110 kV wyposażać należy w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola:

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

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

II.4.5.3. Wymagania dla transformatorów

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

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarc wewnątrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarc 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 zwarc doziemnych działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola lub również po stronie 110 kV zabezpieczanego transformatora. W pozostałych układach sieci SN ww. zabezpieczenie od skutków zwarc doziemnych może działać na sygnalizację.

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

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 42 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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 wyłączenia 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 zwarciovego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

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

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

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

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

II.4.5.4.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatów wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:

- 1) 5 – 10% w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- 2) 5 – 15% w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
- 3) 10 – 20% w sieciach skompensowanych.

Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.

II.4.5.4.1.6. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.4.5.4.2. Wymagania dla linii SN

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 43 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- II.4.5.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:
- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove,
 - 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
 - 3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno-kablowa,
 - 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,
 - 5) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
 - 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję – jeśli PGE Dystrybucja S.A. tego wymaga.
- II.4.5.4.2.2. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:
- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich powinno mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
 - 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
 - 3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno-kablowa,
 - 4) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
 - 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
 - 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola,
- oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 44 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

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

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

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

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

- 1) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wprowadzeniach,
- 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 45 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 1) dla transformatorów dwuzwojowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
- 2) dla transformatorów trójzwojowych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron.

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

II.4.5.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

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

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

II.4.5.4.5. Wymagania dla łączników szyn

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

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

II.4.5.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

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

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

Jeśli z tego pola wyprowadzane są sygnały SCO i SPZ/SCO, to należy je 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 rozproszaniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 46 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,

- 2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z PGE Dystrybucja S.A.,
- 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- 4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
- 5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania.

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

- 1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczytkowego (zalecane),
- 2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.4.5.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

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

II.4.5.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 47 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- II.4.5.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- II.4.5.5.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA mogą samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
- II.4.5.5.6.4. Jednostki wytwórcze powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
 - 2) nad- i podnapięciowe,
 - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) ziemnozwarciowe,
 - 5) od pracy wyspowej.
- II.4.5.5.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.
- II.4.5.5.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.4.5.5.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.
- II.4.5.5.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.5.5.1. do II.4.5.5.3. oraz od II.4.5.5.6.1. do II.4.5.5.6.7., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.5.6. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

- II.4.5.6.1. PGE Dystrybucja S.A. prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.
- II.4.5.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego
- PGE Dystrybucja S.A., a tym samym utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z PGE Dystrybucja S.A. w szczególności podmiotom tym zabrania się:
- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
 - 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
 - 3) zmiany nastaw i sposobu działania.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 48 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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 wspomaganie 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:
- 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,
 - 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,
 - 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,
 - połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach powinno być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
 - 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 49 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,

- f) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,
- g) należy dążyć do tego, aby rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.

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

- a) telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych;
- b) telesygnalizację:
 - stanu położenia łączników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową;
- c) telemetrię:
 - pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.5. Rozdzielnie 110 kV podmiotów zewnętrznych powinny transmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. co najmniej następujące informacje:

- a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110 kV,
- b) zbiorczą sygnalizację awaryjną, sygnalizację awaryjną potrzeb własnych prądu stałego,
- c) zbiorczą sygnalizację zadziałania i uszkodzenia zabezpieczeń,
- d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 50 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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 powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.
- 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 i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

II.4.7.1. Wymagania ogólne

- II.4.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:
- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
 - b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy,

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 51 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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 *w szczególności w przypadku liczników energii czynnej klasy 0,2 – zgodnie z normą PN-EN62053-22**. 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 ważności wzorcowania liczników energii elektrycznej czynnej klasy 0,2 równy jest okresowi ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) liczników klasy C, podlegających prawnej kontroli metrologicznej.

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

II.4.7.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 52 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

- II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.
- II.4.7.1.6. PGE Dystrybucja S.A. wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR z uwzględnieniem postanowień IRiESP, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.
- II.4.7.1.7. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:
- kat. A1 – układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
 - kat. A2 – układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci nie mniejszej niż 1 MVA i nie większej niż 30 MVA (wyłącznie),
 - kat. A3 – układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
 - kat. B1 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
 - kat. B2 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
 - kat. B3 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
 - kat. B4 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 53 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 54 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

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

- II.4.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa PGE Dystrybucja S.A. w warunkach przyłączenia.
- II.4.7.1.13. W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. A1, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego.

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

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

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

Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzenia przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego, jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

- II.4.7.1.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- II.4.7.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5 , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.
- II.4.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania w taki sposób, aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb. Plombowanie musi zapewniać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 55 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- II.4.7.1.17. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub PGE Dystrybucja S.A. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, PGE Dystrybucja S.A. może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.
- II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub PGE Dystrybucja S.A. (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- II.4.7.1.20. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.4.7.1.21. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i PGE Dystrybucja S.A.
- II.4.7.1.22. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w ciągu 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż PGE Dystrybucja S.A., to podmiot ten ma obowiązek przekazania PGE Dystrybucja S.A. zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po demontażu.
- II.4.7.1.23. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.4.7.1.24. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.25. Jeżeli PGE Dystrybucja S.A. nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60 dnia kalendarzowego, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.7.1.26.
- II.4.7.1.26. W ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. PGE Dystrybucja S.A. umożliwi przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.7.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 56 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 57 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR PGE Dystrybucja S.A.
- II.4.7.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:
- a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.4.7.2.1.,
 - b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.4.7.2.2.
- II.4.7.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:
- a) posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni kalendarzowych,
 - c) umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.2.6. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR PGE Dystrybucja S.A., w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- II.4.7.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

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

- II.4.7.3.1. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
 - b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 58 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

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

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 59 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

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

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

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

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii elektrycznej,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 60 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

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

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

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

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 61 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- e) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

- II.4.8.1. PGE Dystrybucja S.A. odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP.
- II.4.8.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego oraz podmiotami zakwalifikowanymi do I i II grupy przyłączeniowej, a w przypadkach określonych przez PGE Dystrybucja S.A. również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.
- II.4.8.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.4.8.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP.

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

II.5.1. Zakres danych

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 62 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 63 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:
- nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
 - dane znamionowe,
 - model zwarciovowy.
- II.5.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:
- nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
 - sprawność przemiany energetycznej,
 - wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
 - produkcję energii elektrycznej,
 - wskaźniki odstawień awaryjnych,
 - parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,
 - emisje zanieczyszczeń SO₂, NO_x, pyły i CO₂,
 - stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
 - 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),
 - rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
 - reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
 - maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
 - stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
 - znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
 - napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
 - znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
 - reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
 - moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
 - moc czynną potrzeb własnych,
 - współczynnik mocy potrzeb własnych,
 - maksymalną generowaną moc czynną,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 64 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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 podprzejęciową 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 65 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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..

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 66 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

II.6.1. Postanowienia ogólne

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

II.6.2. Zakres przekazywanych danych i informacji

- II.6.2.1. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, obejmujące:
- schematy, plany i konfigurację sieci dystrybucyjnej 110 kV,
 - godzinowe wartości obciążeń dla obszaru działania PGE Dystrybucja S.A.,
 - zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
 - obciążenie szczytowe dla obszaru działania PGE Dystrybucja S.A. i straty,
 - kwartalne bilanse mocy dla obszaru działania PGE Dystrybucja S.A.,
 - dane dotyczące realizowanych programów zarządzania popytem,
 - 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,
 - dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP,
 - 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:
- zapotrzebowanie na energię elektryczną w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 67 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 68 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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 eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej, telemechaniki i układy pomiarowo-rozliczeniowe) oraz obowiązki stron w zakresie utrzymywania tych elementów w należytych stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 69 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

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

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

- III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po modernizacji – następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. VII.8. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

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

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

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

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

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

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 70 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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 techniczną – ruchową urządzeń,
- d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 71 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 72 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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 teled adresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.

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

III.7.4. 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 73 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 74 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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

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. Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następstwie:

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

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

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

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

IV.1.4. OSP ma prawo stosować zgodnie z TCM procedury awaryjne w przypadku wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:

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

IV.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 75 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

bezpośrednich poleceń Operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń PGE Dystrybucja S.A.

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

- IV.1.6. PGE Dystrybucja S.A. wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie i odbudowy KSE na podstawie udostępnionych PGE Dystrybucja S.A., w zakresie właściwym dla obszaru działania PGE Dystrybucja S.A., planu obrony i odbudowy KSE.
- IV.1.7. 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.1.8. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - awaryjne układy pracy sieci,
 - wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- IV.1.9. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 76 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

IV.3.1. Postanowienia ogólne

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

- 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, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP i PGE Dystrybucja S.A. podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

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

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

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

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

IV.3.2. Tryb normalny

IV.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 77 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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 plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować:

- 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. Moc 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 78 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 79 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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:
- 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych,
 - 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),
 - 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),
 - 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:
- w przypadku mocy minimalnej poboru przez:
 - wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,
 - odrzućcenie trzech wartości najniższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości;
 - w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:
 - wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 81 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 82 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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, przysyłając 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 83 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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.3.3. 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. OSP może dokonać wyłączeń odbiorców w trybie awaryjnym w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa osób, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IV.3.4.2. Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez OSDp, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDp jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP - ODM.
- IV.3.4.3. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w czasie do 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego. Zmniejszenie poboru mocy czynnej o 20% (wprowadzenie ograniczeń w stopniach A1 i A2), powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 15 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A3 powinny być zrealizowane bez zbędnej, zwłoki nie dłużej niż w ciągu 30 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A4 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 45 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A5 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 84 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt IV.3.2.10..

- IV.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110 kV/SN, linii i stacji średnich napięć, zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające decyzję o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.
- IV.3.4.5. OSP w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.
- IV.3.4.6. Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych, dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od A1 do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%).
Wyłączenie awaryjne w stopniu A5 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych.
- IV.3.4.7. Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt. IV.3.4.6, OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:
- a) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSDp lub,
 - b) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić ograniczenia.
- IV.3.4.8. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.5. Tryb automatyczny

- IV.3.5.1. OSP określa zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSDp (dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w IRiESP), w terminie do 31 marca każdego roku. Wartości mocy są wyliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO. OSDp powinien zapewnić możliwość wyłączania przez automatykę SCO mocy w wysokości co najmniej 50% zapotrzebowania szczytowego.
- IV.3.5.2. OSDp realizuje wymagania pkt. IV.3.5.1. w terminie do 30 września każdego roku, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy w sieci.
- IV.3.5.3. OSDp w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym opracowuje plany wyłączeń poprzez automatykę SCO. Odbiorcy, przekazują do PGE Dystrybucja S.A. informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach. OSDp przekazuje do OSP informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach dla podległego mu obszaru sieci dystrybucyjnej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 85 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- IV.3.5.4. OSDp w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 6 kV może dokonywać kontroli stanu realizacji wymagań dotyczących automatyki SCO, a w przypadku zadziałania automatyki SCO, ustalenia przyczyny i zakresu.
- IV.3.5.5. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie automatycznym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.
- IV.3.5.6. W przypadku, gdy do sieci OSDp przyłączony jest odbiorca końcowy zużywający co najmniej 50% zapotrzebowania na moc tego OSDp, zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO powyższy OSDp zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci odbiorcy końcowego.

IV.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć

- IV.3.6.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IV.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:
- zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymywaniu polecanej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczepów transformatora 110 kV/SN, lub
 - obniżenie o 5% zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.
- IV.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, w czasie nie dłużej niż do 60 minut od wydania polecenia; zalecany czas wprowadzenia nie powinien przekraczać 30 min.
- IV.3.6.4. PGE Dystrybucja S.A. i odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej 110 kV po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- poziom napięcia,
 - pozycje przełączników zaczepów transformatorów 110 kV/SN,
 - tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 86 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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:
- operatorem systemu przesyłowego,
 - operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - operatorami handlowo-technicznymi,
 - operatorami handlowymi,
 - operatorami pomiarów,
- oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej, sprzedawcami 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. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP oraz niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.
- V.4. Zasady i zakres współpracy PGE Dystrybucja S.A. z operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), są określone w niniejszej IRiESD, IRiESP oraz w instrukcjach współpracy i w stosownych umowach zawartych pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego i OSDn.
- V.5. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI.
- V.6. Współpraca PGE Dystrybucja S.A. z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.
- V.7. Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- V.8. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- V.9. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu 110 kV i SN, OSDn a w szczególnych przypadkach także inne podmioty wskazane przez PGE Dystrybucja S.A., opracowują i uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A. instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 87 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- V.10. Przedmiotem instrukcji współpracy służb dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A. ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym OSDn, jest w zależności od potrzeb:
- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
 - b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1.,
 - e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - h) zakres i tryb obiegu informacji,
 - i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.
- V.11. Instrukcja współpracy służb dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A. z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. zawiera co najmniej:
- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych,
 - b) eksploatacyjne granice stron,
 - c) zakres i tryb obiegu informacji,
 - d) wykazy osób upoważnionych wraz z danymi teleadresowymi, które podlegają aktualizacji po każdej zmianie oraz aktualizacji corocznej w terminie określonym przez PGE Dystrybucja S.A.
- V.12. PGE Dystrybucja S.A. umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci również poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- a) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi PGE Dystrybucja S.A. zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej ,
 - b) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi PGE Dystrybucja S.A. zawarła umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej umożliwiającą sprzedawcy zawieranie umów kompleksowych,
 - c) aktualnej listy sprzedawców zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, z którymi PGE Dystrybucja S.A. zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, wraz z informacją o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową,
 - d) aktualnej listy sprzedawców świadczących rezerwową usługę kompleksową, z którymi PGE Dystrybucja S.A. zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, wraz z informacją o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje rezerwową usługę kompleksową,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 88 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- e) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A.,
- f) informacji o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A.,
- g) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 89 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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:
- planuje pracę sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., innych niż JWCD i JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,
 - usuwa skutki awarii w tym awarii sieciowych i awarii w systemie, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - prowadzi działania sterownicze,
 - opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania,
 - zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw mocy elementów sieci dystrybucyjnej, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej,
 - wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z zapisami punktu IV.3, oraz współuczestniczy z OSP w realizacji planów obrony i odbudowy KSE,
 - przekazuje do operatora systemu przesyłowego zebrane i otrzymane dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP,
 - identyfikuje ograniczenia sieciowe w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.
- VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych.
- VI.1.3. Operator systemu przesyłowego koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej.
- 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 90 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

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

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

Obszar działania poszczególnych Oddziałów opisano w Załączniku nr 5.

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

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

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

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

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

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:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 91 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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. Wytwórcy inni niż JWCD i JWCK przyłączeni do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. przekazują dane niezbędne do sporządzenia planów produkcji w zakresie i terminach ustalonych przez PGE Dystrybucja S.A.
- VI.3.2. PGE Dystrybucja S.A. sporządza plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. na zasadach opisanych w IRiESP.
- VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez Operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- VI.3.4. PGE Dystrybucja S.A. zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych minimum 5MW przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., innych niż JWCD oraz JWCK. Zatwierdzone harmonogramy remontów PGE Dystrybucja S.A. przesyła do wytwórców w terminach:
- plan roczny – do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 92 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.
- VI.3.5. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP przez Operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.6. Jednym z elementów analiz, o których mowa w pkt.VI.3.4 jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- VI.3.7. PGE Dystrybucja S.A., na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. za wyjątkiem jednostek wytwórczych JWCD i JWCK przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

- VI.4.1. PGE Dystrybucja S.A. sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej.
- 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 zwarciovych,
 - d) rozpięty mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - e) dopuszczalne obciążenia,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 93 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
 - g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
 - h) nastawienia zaczepek dławików gaszących,
 - i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - k) harmonogram pracy transformatorów,
 - l) wykaz jednostek wytwórczych.
- VI.5.4. 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 94 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do PGE Dystrybucja S.A. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- nazwę elementu,
 - proponowany termin wyłączenia,
 - gotowość do załączenia rozumiana jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
 - typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
 - opis wykonywanych prac,
 - w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- VI.6.6. 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 dotrzymania 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:
- do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,
 - do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,
 - do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego – w ramach planu tygodniowego,
 - 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 95 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

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

- VI.8.1. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej JWCD i JWCK biorą udział w procesie dysponowania mocą, zgodnie z procedurami określonymi przez Operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- VI.8.2. Wytwórcy posiadający JWCD lub JWCK przyłączone do koordynowanej sieci dystrybucyjnej 110 kV, uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A. plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych, przed ich przekazaniem operatorowi systemu przesyłowego.
- VI.8.3. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia planów pracy, PGE Dystrybucja S.A. określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż podane w pkt.VI.8.1:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 96 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- a) czas synchronizacji,
 - b) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
 - c) planowane obciążenie mocą czynną,
 - d) czas odstawienia.
- VI.8.4. PGE Dystrybucja S.A. i OSP uzgadniają, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych innych niż podane w pkt.VI.8.1, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.
- VI.8.5. PGE Dystrybucja S.A. może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum, jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.
- VI.8.6. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania PGE Dystrybucja S.A. informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- VI.8.7. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostek wytwórczych innych niż JWCD i JWCK, o ile taki obowiązek wynika z Instrukcji współpracy ruchowej zawartej pomiędzy wytwórcą a PGE Dystrybucja S.A., wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę PGE Dystrybucja S.A.
- VI.8.8. PGE Dystrybucja S.A. może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację 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, PGE Dystrybucja S.A. w pierwszej kolejności ogranicza proporcjonalnie do mocy zainstalowanej pracę mikroinstalacji albo odłącza ją od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci PGE Dystrybucja S.A. jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.

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

- VI.9.1. PGE Dystrybucja S.A. otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP.
- VI.9.2. Odbiorcy grupy I lub II przyłączeni do sieci PGE Dystrybucja S.A. oraz odbiorcy wskazani przez PGE Dystrybucja S.A., sporządzają oraz przesyłają dane w zakresie i terminach określonych w pkt. II.5.
- VI.9.3. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej (z wyłączeniem mikroinstalacji) przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują, o ile taki obowiązek wynika z Instrukcji współpracy ruchowej zawartej pomiędzy wytwórcą a PGE Dystrybucja S.A., w formie ustalonej przez PGE Dystrybucja S.A. następujące informacje:
- a) proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiem na poszczególne miesiące od stycznia do grudnia danego roku, zestawienie zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej z uwzględnieniem numeru urządzenia, wielkości zmiany, daty i przyczyny zmiany (jeśli takie zmiany mają miejsce), planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 97 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

dystrybucyjnej w rozbiciu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,

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

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

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

VI.10. WYMIANA DANYCH DOTYCZĄCYCH PROGNOZOWANIA

VI.10.1. Podmioty przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A., mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych planistycznych 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..

VI.10.2. Podmioty nie podlegające pod punkt VI.10.1. mają obowiązek przekazania danych zgodnie z punktem VI.3.

VI.10.3. PGE Dystrybucja S.A., dla potrzeb planowania koordynacyjnego, przekazują do OSP, dane planistyczne uzyskane zgodnie z pkt VI.10.1., przy czym dla danych dotyczących jednostek wytwórczych typu C i B dane dotyczące dyspozycyjności poszczególnych jednostek wytwórczych lub ich agregatów są przekazywane przez jednostki wytwórcze do PGE Dystrybucja S.A. jako minimalna i maksymalna moc dyspozycyjna netto. W przypadku jednostek wytwórczych typu D zasady przekazywania i zakres danych jest określony w IRiESP.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 98 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- VI.10.4. Jednostki wytwórcze typu C i B przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. oraz jednostki przyłączone do sieci OSDn, za pośrednictwem OSDn przekazują PGE Dystrybucja S.A. dla potrzeb aktualizacji planu koordynacyjnego BPKD bieżące korekty:
- a) planowanych wartości mocy dyspozycyjnych netto;
 - b) grafików planowanej generacji mocy czynnej netto.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 99 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

- VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwałe,
 - napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
 - moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
 - elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej powinny pracować zgodnie z IRiESP.
- VII.2. Sieć dystrybucyjna PGE Dystrybucja S.A. o napięciu znamionowym 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego, określony jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał wartości 1,4.
- VII.3. Spełnienie wymagań określonych w pkt.VII.2 jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:

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

gdzie:

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

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

- VII.4. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów określa PGE Dystrybucja S.A.
W przypadku transformatorów 110 kV/SN warunki te określa się w porozumieniu z OSP.
- VII.5. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po uprzednim wyrażeniu zgody na taką pracę przez PGE Dystrybucja S.A.
- VII.6. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych PGE Dystrybucja S.A. powinny spełniać wymagania określone w „Wytocznych do budowy systemów elektroenergetycznych w PGE Dystrybucja S.A.”.
- VII.7. Każda stacja, w której występuje napięcie znamionowe 110 kV musi być wyposażona w baterię akumulatorów zapewniającą zasilanie potrzeb własnych.
- VII.8. Wymagany, minimalny czas zasilania potrzeb własnych z baterii akumulatorów dla powyższych stacji elektroenergetycznych ustala PGE Dystrybucja S.A.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 100 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

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

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

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

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 101 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

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

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

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

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

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

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

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

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

VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 103 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

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

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

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

VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

VIII.3.1.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

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

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

przekraczać 3,3%, gdzie:

ΔU – zmiana wartości skutecznej napięcia, wyznaczona jako pojedyncza wartość dla każdego kolejnego półokresu napięcia źródła, pomiędzy jego przejściami przez zero, występująca między okresami, gdy napięcie jest w stanie ustalonym co najmniej przez 1 s.

VIII.3.1.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 104 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

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

- a) Klasy A podano w Tablicy 1,
- b) Klasy B podano w Tablicy 2,
- c) Klasy C podano w Tablicy 3,
- d) Klasy D podano w Tablicy 4.

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

Rząd harmonicznej, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, A
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,155

9	0,6
11	0,495
13	0,315
$15 \leq n \leq 39$	$0,225 \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,345 \frac{8}{n}$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

* λ – współczynnik mocy obwodu

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

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

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

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

Tablica 5.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 106 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

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

VIII.4.2. Ustalone są następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 107 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
- c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
 - 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
 - 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
 - 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,
 - 10) udzielanie bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.
- VIII.4.3. Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz pkt. II.4.7.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 108 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZĘŚĆ:

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAM SYSTEMOWYMI

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 109 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

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

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, – zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (Dz. U. z 2021 r., poz. 716 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
- b) 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, zwanego dalej „PGE Dystrybucja S.A.”,
- c) koncesji PGE Dystrybucja S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/42D/19029/W/2/2010/BT z dnia 31 sierpnia 2010 r.,
- d) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP”) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP”), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
- e) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz. U. z 2021 r., poz. 610 z późn. zmianami),
- f) taryfy PGE Dystrybucja S.A.,
- g) określone w opracowanych przez OSP Warunkach dotyczących bilansowania (zwanym dalej „WDB”), zatwierdzonych decyzją Prezesa URE,
- h) 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,
- i) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2021 r., poz. 110 z późn. zmianami),
- j) ustawy z dnia 30 maja 2014 roku o prawach konsumenta, zwanej dalej „ustawą o prawach konsumenta” (Dz. U. z 2020 r., poz. 287 z późn. zmianami),
- k) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy” (Dz. U. z 2021 r., poz. 1854 z późn. zmianami)

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. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze będące JWCD przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110kV wraz z miejscami w sieci SN, które stanowią dodatkowe wyprowadzenia mocy tych jednostek, którzy posiadają zawarte umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej (umowy przesyłowe) z OSP oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (umowy dystrybucji) z PGE Dystrybucja S.A., są objęte obszarem Rynku Bilansującego (RB) i uczestniczą w RB na zasadach i warunkach określonych w WDB, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 110 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej i posiadające zawarte z PGE Dystrybucja S.A. umowy dystrybucji, są objęte obszarem RB na zasadach i warunkach określonych w WDB.

- A.1.4. OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, zwany dalej „OSDn”, realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi 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 zapisów IRiESD-Bilansowanie.
- A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDp nie objętej obszarem RB, i który posiada umowę dystrybucyjną albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD). Zasady obsługi uczestników rynku detalicznego przyłączonych do sieci, na której jest wyznaczony OSDn (zwanymi dalej URDn) reguluje IRiESD opracowana przez OSDn i zatwierdzona przez Prezesa URE.
- A.1.6. PGE Dystrybucja S.A. realizuje zadania OSD wynikające z niniejszej IRiESD poprzez swoje Oddziały:
1. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Łódź-Miasto,
 2. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Łódź-Teren,
 3. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Zamość,
 4. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Skarżysko-Kamienna,
 5. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Rzeszów,
 6. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa,
 7. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok,
 8. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin.

Zasięg terytorialny poszczególnych Oddziałów opisano w Załączniku nr 5.

- A.1.7. Tryb i zasady powiadamiania OSD o zawartych umowach kompleksowych określone w IRiESD-Bilansowanie, nie dotyczą umów kompleksowych zawieranych przez sprzedawcę z urzędu z URD w gospodarstwie domowym, który nie skorzystał z prawa wyboru sprzedawcy. Zwolnienie z powiadomienia OSD o zawartej umowie kompleksowej nie dotyczy URD w gospodarstwie domowym, który dokonuje zmiany sprzedawcy i zawiera umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu lub zastępuje umowę sprzedaży i umowę dystrybucji umową kompleksową.

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

- A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej (umowa sprzedaży), umów o świadczenie usług dystrybucji oraz umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. a w szczególności:
- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
 - b) zasady kodyfikacji podmiotów,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 111 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych i weryfikacji powiadomień,
- d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
- e) procedurę zmiany sprzedawcy,
- f) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
- g) zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania standardowych profili zużycia,
- h) postępowanie reklamacyjne,
- i) zasady współpracy OSDn z PGE Dystrybucja S.A. w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na RB oraz zasady współpracy w zakresie wymiany informacji dla potrzeb rynku mocy,
- j) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- k) zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,
- l) zasady sprzedaży rezerwowej,
- m) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,
- n) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
- o) istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami energii elektrycznej (GUD i GUD-K).

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

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

- a) PGE Dystrybucja S.A.,
- b) OSDn wyznaczonych na sieciach przyłączonych bezpośrednio do sieci PGE Dystrybucja S.A.,
- c) „sąsiednich OSDn” tzn. OSDn wyznaczonych na sieciach przyłączonych pośrednio do sieci PGE Dystrybucja S.A. poprzez sieci należące do innych podmiotów – odbiorców lub przedsiębiorstw energetycznych,
- d) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- e) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze PGE Dystrybucja S.A.,
- f) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji (GUD) z PGE Dystrybucja S.A.,
- g) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z PGE Dystrybucja S.A.,
- h) sprzedawców energii elektrycznej pełniących na obszarze PGE Dystrybucja S.A. funkcję sprzedawcy rezerwowego,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 112 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- i) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do g) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- j) Operatorów Systemów Dystrybucyjnych w zakresie bezpośrednich połączeń z siecią PGE Dystrybucja S.A..

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

- A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest PSE S.A., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa WDB.
- 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 rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru sieci PGE Dystrybucja S.A. oraz sieci OSDn, dla których PGE Dystrybucja S.A. realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt. A.1.4.
- A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez jednego wskazanego URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.5. POB jest wskazywany przez:
- a) Sprzedawcę,
 - b) przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej (URD_w),
 - c) przedsiębiorstwo zajmujące się magazynowaniem energii elektrycznej (URD_{ME}), w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z PGE Dystrybucja S.A.. Rozliczeń wynikających niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.
- A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.7. PGE Dystrybucja S.A. zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- a) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 113 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej oraz informację o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową,

- b) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających rezerwowe umowy kompleksowe, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej oraz informację o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową.

Sprzedawcy, o których mowa powyżej przekazują PGE Dystrybucja S.A., na zasadach określonych w umowach, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7, aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej skierowane do URD. Powyższa informacja przekazywana jest niezwłocznie przez Sprzedawców, jednak nie później niż w terminie 3 dni od dnia zaistnienia przedmiotowej zmiany.

A.3.8. PGE Dystrybucja S.A. zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

- a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwane dalej „Generalnymi Umowami Dystrybucji” lub GUD oraz „Generalnymi Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej” lub GUD-K),
- b) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
- c) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej i URB pełniących funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe.

A.3.9. 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 URD_o, pod warunkiem oznaczenia tego faktu w umowie dystrybucji.

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

A.3.10. Warunki i zakres współpracy PGE Dystrybucja S.A. z operatorami systemów dystrybucyjnych nie mających połączenia z siecią przesyłową (OSD_n), określa umowa zawarta pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSD_n, o której mowa w pkt. A.1.2. oraz A. 6. niniejszej instrukcji.

A.3.11. 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 punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej mniejszej lub równej 50 kW jest URD_o zarówno w zakresie energii pobranej

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 114 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

z sieci PGE Dystrybucja S.A. jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci PGE Dystrybucja S.A., dla danego PPE.

- A.3.12. Wytwórca inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.11. jest URDw zarówno w zakresie energii pobranej z sieci 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 lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz PGE Dystrybucja S.A. 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) NIP/PESEL URD,
d) kodzie PPE,
niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z tym URD.
Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne.
W przypadku, wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) powyżej, wynikających z rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej przez sprzedawcę z URD zastosowanie ma obowiązek, o którym mowa w pkt. D.2.7.
- A.3.14. 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) utrata POB przez sprzedawcę,
b) wstrzymanie realizacji lub rozwiązanie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7..
- 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 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, o której mowa w pkt. A.4.3.5.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 115 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

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

A.4.2. URD_w, URD_o, 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, URD_o, 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, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej, po:

- a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji – jeżeli jest taki wymóg prawny,
- b) zawarciu przez URD umowy o świadczenie usług dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A. w przypadku zawarcia przez URD_o lub URD_w umowy sprzedaży energii elektrycznej,
- c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_o) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą Generalną Umowę Dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A.,
- d) wskazaniu przez URD typu wytwórcy (URD_w) wybranego POB, posiadającego zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A.,
- e) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_o), będącego wytwórcą w mikroinstalacji innym niż prosument, umowy dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A.
- f) wskazaniu przez URD_{ME} wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A..

A.4.3.2. PGE Dystrybucja S.A. realizuje umowy kompleksowe zawarte przez URD z wybranym sprzedawcą, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.7.

A.4.3.3. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a PGE Dystrybucja S.A., powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z PGE Dystrybucja S.A. - dotyczy URD_o,
- b) wskazanie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z PGE Dystrybucja S.A. umożliwiającą sprzedaż rezerwową – dotyczy URD_o,
- c) określenie, że POB dla URD_o jest podmiot wskazany przez sprzedawcę w GUD, dla którego PGE Dystrybucja S.A. realizuje umowę sprzedaży – dotyczy URD_o,
- d) określenie POB i zasad jego zmiany – dotyczy URD_w oraz URD_{ME},
- e) sposób i zasady rozliczeń z PGE Dystrybucja S.A. z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URD_w oraz URD_{ME}.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 116 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

Oznaczenie sprzedawcy i wskazanie sprzedawcy rezerwowego, o których mowa w lit. a) i b), może być realizowane poprzez określenie tych sprzedawców w powiadomieniu PGE Dystrybucja S.A. o zawartej umowie sprzedaży, które zostało przyjęte do realizacji zgodnie z IRiESD-Bilansowanie.

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 umowę o świadczenie usług dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A. oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD, może pełnić funkcję POB. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez PGE Dystrybucja S.A. z POB powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
- b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz POB, a także ich dane teleadresowe,
- f) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze PGE Dystrybucja S.A.,
- g) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
- h) wykaz sprzedawców, URD_w i URD_{ME}, dla których POB prowadzi bilansowanie handlowe na obszarze PGE Dystrybucja S.A. oraz na obszarze OSDn, o którym mowa w pkt. A.6.,
- i) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD_w lub URD_{ME} lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu WDB,
- j) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu WDB,
- k) zasady przekazywania przez PGE Dystrybucja S.A. na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSDn, dla którego PGE Dystrybucja S.A. realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, POB prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawców, URD_w i URD_{ME} przyłączonych do sieci OSDn, dla których POB 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 Generalną Umowę

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 117 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

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

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

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będących odbiorcami końcowymi, w tym prosumentami lub prosumentami zbiorowymi, 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 ww. URD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-K powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A.,
- b) zasady zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez PGE Dystrybucja S.A.,
- c) warunki świadczenia przez PGE Dystrybucja S.A. usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
- d) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a sprzedawcą,
- e) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,
- f) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a sprzedawcą,
- g) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 118 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- h) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o utracie wskazanego POB, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu WDB,
- i) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB sprzedawcy,
- j) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.8. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.4., OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z PGE Dystrybucja S.A. umowę o współpracy międzyoperatorskiej. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

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

Zasady, o których mowa w lit. j) lub k) 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.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH

A.5.1. PGE Dystrybucja S.A. bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej i sieciach, na których zostali wyznaczeni OSDn, w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 119 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

określonych w WDB oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowieniach umów dystrybucyjnych.

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

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

- a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB,
- b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do właściwych MB poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
- c) zarządza konfiguracją w zakresie dopuszczania poszczególnych URD i reprezentujących ich PPE do świadczenia usług bilansujących oraz świadczenia usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP i przekazuje do OSP specyfikację PPE dopuszczonych do świadczenia usług,
- d) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- e) przekazuje do OSP ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych POB,
- f) rozpatruje reklamacje POB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- g) pozyskuje dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii w poszczególnych PPE, w których przyłączone są urządzenia lub instalacje wykorzystywane do świadczenia usług bilansujących oraz świadczenia usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP i przekazuje je do OSP,
- h) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługi bilansujące oraz usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP, dotyczących ilości dostaw energii w poszczególnych PPE,
- i) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania Rynku Bilansującego oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
- j) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

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

- a) przyporządkowuje do POB określone MB służące do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i umów dystrybucji lub umów kompleksowych,
- b) przyporządkowuje sprzedawców, URD_W oraz URD_{ME} do poszczególnych MB,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 120 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- wskazanych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie GUD, GUD-k oraz umów dystrybucji,
- c) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie GUD, o której mowa w pkt. A.4.3.6. oraz umów, o których mowa w pkt. A.4.3.8.,
 - d) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy kompleksowe, w tym rezerwowe umowy kompleksowe, na podstawie umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.7.,
 - e) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę, URD_w lub URD_{ME},
 - f) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
 - g) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.
- A.5.4. PGE Dystrybucja S.A. nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP.
- A.5.5. PGE Dystrybucja S.A. nadaje kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci PGE Dystrybucja S.A. oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez PGE Dystrybucja S.A. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:
- a) URD typu wytwórca - AAAA_KodOSD_W_XXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSD)..._W_...(numer podmiotu)...,
 - b) Sprzedawca - AAAA_KodOSD_P_XXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSD)..._P_...(numer podmiotu)...,
- A.5.6. Oznaczenia kodowe PGE Dystrybucja S.A. są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. i OSP umowy przesyłowej.
- A.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji, Generalnej Umowy Dystrybucji lub Generalnej Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej pomiędzy podmiotem oraz PGE Dystrybucja S.A..
- A.5.8. PGE Dystrybucja S.A. nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- A.5.9. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać: MDD_AAAA_XX_XXXX (16 znaków), gdzie:

(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod typu URD w MDD)_(numer obiektu),

- A.5.10. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kod PPE jest niezmiennym numerem jednoznacznie identyfikującym PPE, o następującej postaci:

(PL)(BBBB)(unikalne dopełnienie)

gdzie:

PL - kod kraju

BBBB - kod OSDp

unikalne dopełnienie – kod o długości uzależnionej od OSD

Powyższy format kodu PPE będzie obowiązywał do momentu wprowadzenia przez PGE Dystrybucja S.A. nowego formatu kodu PPE, w celu ujednoczenia formatów w skali całego kraju.

Nowy format kodu PPE określony w pkt. A.5.13 oraz zasady jego nadawania i renumeracji istniejących kodów PPE określone w pkt. od A.5.14. do A.5.20., będą obowiązywać od daty o której mowa w pkt. A.5.16.

- A.5.11. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać: AAA-AAAXX, gdzie:

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

- A.5.12. Kody MDD, PPE, FPP nadane na obszarze PGE Dystrybucja S.A. przed dniem wejścia w życie niniejszej IRiESD zachowują ważność.

- A.5.13. Kod PPE jest oznaczeniem 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 PPE

K - cyfra kontrolna wyznaczona zgodnie z algorytmem publikowanym przez organizację GS1.

W przypadku drukowania kodu PPE w postaci kodu kreskowego będzie on poprzedzony prefiksem 8018, oznaczającym, że kod ten dotyczy PPE.

- A.5.14. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.

- A.5.15. Kod PPE jest nadawany przez PGE Dystrybucja S.A. po zgłoszeniu gotowości przyłącza/installacji do przyłączenia do sieci PGE Dystrybucja S.A., a przed zawarciem przez URD umowy na postawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.

- A.5.16. O planowanej dacie wejścia w życie nowego formatu kodów PPE PGE Dystrybucja S.A. poinformuje sprzedawców co najmniej z 180 dniowym wyprzedzeniem. Po tym terminie w komunikacji z PGE Dystrybucja S.A. będą stosowane wyłącznie nowe kody PPE,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 122 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

w formacie określonym w pkt. A.5.13., w tym również w zakresie spraw rozpoczętych, a nie zakończonych przed terminem o którym mowa w zdaniu pierwszym.

Wraz z ww. informacją PGE Dystrybucja S.A. udostępni sprzedawcom tabele przenumerowania kodów PPE, w formie elektronicznej umożliwiającej kopiowanie danych. Tabela przenumerowania będzie zawierała informację o starym i nowym kodzie PPE.

- A.5.17. Zmiana kodów PPE nadanych przez PGE Dystrybucja S.A. nie wymaga zmiany umów na podstawie których dostarczana jest energia elektryczna do PPE.
- A.5.18. Poinformowanie URD o zmianie kodu PPE nastąpi na zasadach określonych w pkt. F.6.
- A.5.19. Zasady nadawania kodów PPE:
- wszystkie punkty poboru energii otrzymują kod PPE,
 - kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt. A.5.15. z zastrzeżeniem pkt. A.5.16.,
 - kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A., w którym następuje:
 - „pobieranie”, „wprowadzenie” lub „pobieranie i wprowadzanie” produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez URD_O, URD_W lub URD_{ME}, oraz
 - pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczanie na potrzeby rozliczeń.
 - dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD PGE Dystrybucja S.A. nie nadaje odrębnego kodu PPE, dla tych punktów mogą być nadane kody FPP, które są podrzędne do kodów PPE,
 - likwidacja kodu PPE następuje tylko w przypadku fizycznej likwidacji przyłącza lub przyłączonego obiektu. Likwidacja kodu PPE oznacza zmianę fizycznego statusu PPE na „odłączony”, a tym samym nie ma powtórnego nadawania tych samych kodów PPE,
 - zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu (np. nazwy ulicy), nadanie adresu dla punktu identyfikowanego np. nr działki, zmiana parametrów technicznych PPE (np. zmiana mocy przyłączeniowej), itp. nie powodują zmiany kodu PPE,
 - zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) lub jej przeniesienie do innego systemu informatycznego nie powodują zmiany kodu PPE,
 - dla punktu w sieci, w którym występuje pobieranie i wprowadzenie, nadaje się jeden kod PPE.
- A.5.20. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:
- jeżeli w układzie pomiarowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (rezerwowy, kontrolny) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
 - jeżeli w skład układu pomiarowego wchodzi liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
 - w budynkach wielolokalowych każdy punkt poboru energii, posiada odrębny kod PPE,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 123 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- d) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka punktów poboru energii, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,
- e) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

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) regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
- c) rynku mocy,

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 musi posiadać układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z PGE Dystrybucja S.A., dostosowane do wymagań rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niniejszej 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, 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 124 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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 danych pomiarowych do OSP na potrzeby rozliczeń regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, 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 obowiązujących dla regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej zgodnie z WDB,
- d) 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 125 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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:
- na MB będące w posiadaniu POB wskazanego przez sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,
 - na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej.
- OSDn przekazuje PGE Dystrybucja S.A. informacje o wyżej wymienionych POB, którzy mają zawartą umowę, o której mowa w pkt A.6.3. lit. d).
- A.6.8. Wyznaczanie i przekazywanie do PGE Dystrybucja S.A. oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD oraz odpowiednio WDB lub RRM.
- A.6.9. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB przez POB 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. Tym samym dane pomiarowe URDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej OSDn lub PEP, chyba że zostanie wskazany inny POB w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB (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 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:
- w trybie wstępnym dla doby n do godziny 9:00 doby n+1,
 - w trybie podstawowym za miesiąc m do 3 dnia kalendarzowego miesiąca m+1,
 - 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 danych OSDn do PGE Dystrybucja S.A. na potrzeby rozliczeń regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.2.5.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 126 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

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

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

Upoważnienie udzielone przez URD przy zawieraniu umowy kompleksowej ze sprzedawcą za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, uważa się za równoważne w skutkach z upoważnieniem udzielonym w formie pisemnej.

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

Mając na uwadze przepisy ustawy o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 38a ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą rezerwową umowę kompleksową bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powinno zawierać dodatkowo:

- a) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
- b) upoważnienie dla PGE Dystrybucja S.A. do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia, przy czym dla URD w gospodarstwie domowym powyższe upoważnienie odnosi się jedynie do rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość.

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

Sprzedawca na każde uzasadnione żądanie PGE Dystrybucja S.A., jest zobowiązany do przekazania PGE Dystrybucja S.A. oświadczenia o zawarciu w treści umowy kompleksowej upoważnienia dla PGE Dystrybucja S.A. do zawarcia - w imieniu i na rzecz URD - rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym przez tego URD sprzedawcą rezerwowym, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania. Sprzedawca, który nie dysponuje upoważnieniem, o którym mowa w ppkt 2 powyżej nie może dokonać powiadomienia o zawarciu umowy

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 127 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

kompleksowej zgodnie z pkt. D.2.1.. Wzór treści upoważnienia, o którym mowa w ppkt 2 powyżej, określa PGE Dystrybucja S.A. i zamieszcza na swojej stronie internetowej.

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

- 1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
 - a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. A.3.13.,
 - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt. A.3.14.,
- 2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą,
- 3) niezwłocznie po uzyskaniu informacji, że realizowana przez PGE Dystrybucja S.A. umowa kompleksowa z URD w gospodarstwie domowym, zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa, jest nieważna;

– jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

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

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

Zasady składania oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.7. oraz IRiESD.

A.7.3. PGE Dystrybucja S.A. nie zawrze rezerwowej umowy kompleksowej w sytuacji:

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

A.7.4. Sprzedawca, który zawarł z PGE Dystrybucja S.A. umowę, o której mowa w pkt. A.4.3.7., która umożliwia zawieranie rezerwowych umów kompleksowych na obszarze PGE Dystrybucja S.A., w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa tym samym PGE Dystrybucja S.A. ofertę zawarcia rezerwowych umów kompleksowych.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 128 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.7..

A.7.5. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy kompleksowej, a:

- 1) w umowie kompleksowej zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowo lub umowa ta nie zawiera upoważnienia PGE Dystrybucja S.A. do zawarcia w imieniu i na rzecz URD rezerwowej umowy kompleksowej; albo
- 2) sprzedawca rezerwowo wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej.
 - PGE Dystrybucja S.A., działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez PGE Dystrybucja S.A. sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty.

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

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

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

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

A.7.6. PGE Dystrybucja S.A. w terminie 5 dni kalendarzowych:

- 1) od złożenia sprzedawcy przez PGE Dystrybucja S.A. oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.7.2., wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego warunków rezerwowej umowy kompleksowej, w tym ceny, albo
- 2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez PGE Dystrybucja S.A. oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.7.5. wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 129 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- A.7.8. PGE Dystrybucja S.A. udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt. C.1.18..
- A.7.9. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy kompleksowej i nie zgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne, PGE Dystrybucja S.A. zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.
- A.7.10. W przypadku, gdy rezerwowa umowa kompleksowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a PGE Dystrybucja S.A. nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2., PGE Dystrybucja S.A. zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.
- A.7.11. PGE Dystrybucja S.A. zaprzestaje realizacji umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.7.5. albo rezerwowej umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.7.2., z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

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

- A.8.1. W umowie o świadczenie usługi dystrybucji, URD:
- 1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z listy sprzedawców, o której mowa w pkt. A.3.7. lit. a), innego niż sprzedawca podstawowy,
 - 2) upoważnia PGE Dystrybucja S.A. do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

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

Mając na uwadze przepisy ustawy o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 38a ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę sprzedaży rezerwowej bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powinno zawierać dodatkowo:

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 130 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia, przy czym dla URD w gospodarstwie domowym powyższe upoważnienie odnosi się jedynie do umowy sprzedaży rezerwowej zawartej na odległość.

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

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

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

- 1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
 - a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. A.3.13.,
 - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt. A.3.14.,
- 2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą,
- 3) niezwłocznie po uzyskaniu informacji, że realizowana przez PGE Dystrybucja S.A. umowa sprzedaży z URD w gospodarstwie domowym, zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa, jest nieważna;

– jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

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

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

Sposób składania oferty i oświadczeń o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.6. oraz IRiESD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 131 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- A.8.3. PGE Dystrybucja S.A. nie zawrze umowy sprzedaży rezerwowej w sytuacji:
- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.7.),
 - 2) wyprowadzenia URD z PPE.

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

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

- A.8.5. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy sprzedaży, a:
- 1) w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowo lub umowa ta nie zawiera upoważnienia PGE Dystrybucja S.A. do zawarcia w imieniu i na rzecz URD umowy sprzedaży rezerwowej; albo
 - 2) sprzedawca rezerwowo wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej;
- PGE Dystrybucja S.A., działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez PGE Dystrybucja S.A. sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty.

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

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

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

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 132 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- A.8.6. PGE Dystrybucja S.A. w terminie 5 dni kalendarzowych:
- 1) od złożenia sprzedawcy przez PGE Dystrybucja S.A. oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.8.2., wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków umowy sprzedaży rezerwowej, w tym ceny, albo
 - 2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez PGE Dystrybucja S.A. oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.8.5. wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych.
- A.8.7. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić PGE Dystrybucja S.A. o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.8.5., zgodnie z pkt. D.2.7.
- A.8.8. PGE Dystrybucja S.A. udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt. C.1.18..
- A.8.9. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży i nie zgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne, PGE Dystrybucja S.A. zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.
- A.8.10. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej lub umowa kompleksowa, o której mowa w pkt. A.8.5., przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a PGE Dystrybucja S.A. nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2., PGE Dystrybucja S.A. zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.
- A.8.11. PGE Dystrybucja S.A. zaprzestaje realizacji umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.8.5. albo umowy sprzedaży rezerwowej, o której mowa w pkt. A.8.2., z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI

- A.9.1. Wymiana informacji między PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcami odbywa się poprzez dedykowane systemy informatyczne PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z dokumentem „Standardy wymiany informacji” (SWI), opublikowanym na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A..

O zmianie „Standardów wymiany informacji” PGE Dystrybucja S.A. informuje sprzedawców, posiadających podpisaną GUD lub GUD-K, na min. 90 dni kalendarzowych przed ich wejściem w życie oraz publikuje je na swojej stronie

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 133 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

internetowej, o ile zmiany te wynikają z potrzeb PGE Dystrybucja S.A.. W przypadku, gdy zmiany „Standardów wymiany informacji” wynikają ze zmian przepisów prawa, PGE Dystrybucja S.A. informuje sprzedawców, posiadających podpisaną GUD lub GUD-K, o terminie wejścia w życie zmian „Standardów wymiany informacji”, które wynikają z tych zmian prawnych.

W przypadku wymiany informacji, które nie są objęte SWI PGE Dystrybucja S.A. określa sposób ich wymiany w umowach, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.

- A.9.2. Do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSP a podmiotami określonymi w TCM oraz PGE Dystrybucja S.A., służy dedykowany system IT OSP składający się z:
- a) Portalu Wymiany Danych Strukturalnych - PWDS;
 - b) Portalu Wymiany Danych Planistycznych - PWDP.

A.10. ZASADY WSPÓLPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

A.10.1. Certyfikacja ORed

- A.10.1.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych poniżej. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa WDB.
- A.10.1.2. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.
- A.10.1.3. ORed to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających kryteria:
- 1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci;
 - 2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:
 - e) 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,
 - f) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR) PGE Dystrybucja S.A. oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDp),
 - g) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie do PGE Dystrybucja S.A. w trybie dobowym poprzez system wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. oraz

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 134 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDn).

A.10.1.4. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

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

A.10.1.5. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

- 1) PGE Dystrybucja S.A. - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci PGE Dystrybucja S.A.;
- 2) PGE Dystrybucja S.A. we współpracy z OSDn - jeśli ORed jest przyłączony do sieci PGE Dystrybucja S.A. i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią 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 innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.
- 3) Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt A.10.1.17. wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn PGE Dystrybucja S.A., celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP (dalej „system IP DSR”) i nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed.

Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt A.10.1.17. wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn PGE Dystrybucja S.A., celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (dalej „system IP DSR”) i nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn przekazuje do 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.10.1.3.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 135 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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.10.1.6. Procesem certyfikacji, przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

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

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

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

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

A.10.1.7. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt. A.10.1.6. ppkt. 1) lit. a) dokonywana jest na poniższych zasadach.

OSD jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w następujących terminach:

- 1) W terminie 4 miesięcy od daty wejścia w życie zmian IRiESP wprowadzających certyfikację ORed w trybie podstawowym - dotyczy przypadku certyfikacji obejmującej wszystkie ORed, jako procesu dokonywanego po raz pierwszy;
- 2) W terminie 30 dni od dnia, od którego:
 - a) Odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.1.6 ppkt 1), lub
 - b) 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),

- dotyczy przypadku certyfikacji, obejmującej pojedyncze ORed, dokonywanej po upływie terminu wskazanego w pkt 1).

Certyfikacji, zgodnie z pkt 2), poddawane są wyłącznie ORed tych odbiorców, dla których to ORed nie został wydany uprzednio Certyfikat dla ORed.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 136 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- A.10.1.7.1. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt. A.10.1.3.
- A.10.1.7.2. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.1.7.1., jest pozytywny, wówczas 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.10.1.7.3. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.1.3. 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.10.1.7.4. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.1.6. pkt 1).
- A.10.1.8. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.1.6. pkt 1) i 2) dokonywana jest na poniższych zasadach.
- A.10.1.8.1. 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.10.1.8.2. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:
- 1) Dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed);
 - 2) Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
 - 3) Dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
 - 4) Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt A.10.1.3.;
 - 5) Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej;

- 6) Oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
- a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci 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 interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP),
 - d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),
 - e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),
 - i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, 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 (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed). 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 do 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.10.1.8.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

- 1) Kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 138 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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.10.1.3.

A.10.1.8.4. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.1.8.3. 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.

Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.1.3 pkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.1.8.5. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.1.8.3., jest pozytywny, wówczas PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.1.8.6. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn, w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.1.8.3. i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt. A.10.1.5 ppkt. 3) do upoważnionego PGE Dystrybucja S.A..

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do PGE Dystrybucja S.A. wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.10.1.5 ppkt. 3). Certyfikat 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 i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.10.1.5. ppkt. 3), albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt. A.10.1.3.

A.10.1.8.7. 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 przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.10.1.9. Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) Numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. A.10.1.5. ppkt. 3) zdanie drugie;
- 2) Lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.;
- 3) Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt. A.10.1.13. zdanie trzecie;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 139 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE PGE Dystrybucja S.A., o którym mowa w pkt. A.5.12. (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.10.1.12. ppkt 3) lit.a);
- 8) Informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

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

A.10.1.10. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.10.1.7.1. i A.10.1.8.3., 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, a następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

Certyfikat dla ORed obowiązuje od daty następującej po dniu rejestracji certyfikatu w systemie IP DSR.

A.10.1.11. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.

A.10.1.12. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny”. W celu uzyskania statusu „ORed aktywny”, wymagane jest dostarczenie do 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 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 interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP),
- 2) Zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.
- 3) Oświadczenia:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 140 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- a) wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej,
- b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
- c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
- d) wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
- e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio 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 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 do PGE Dystrybucja S.A. w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, zgody i oświadczenia Odbiorcy w ORed określone w niniejszym punkcie.

- A.10.1.13. Zgody, o których mowa w pkt. A.10.1.12. ppkt 1) i 2) są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.

W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.1.12., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt A.10.1.12. ppkt 2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny” na „ORed aktywny” następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez PGE Dystrybucja S.A. dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt A.10.1.12.

- A.10.1.14. OSP publikuje na swojej stronie internetowej informację o posiadaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji Certyfikatu dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że Odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację.

- A.10.1.15. Odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo PGE Dystrybucja S.A. upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 141 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 1) Gdy PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.10.1.3.; 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 energii elektrycznej Odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej.

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. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez PGE Dystrybucja S.A. w systemie IP DSR.

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP. 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.10.1.16. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny”), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed składa wnioski do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt A.10.1.3. 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 właściwego OSDp celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR.

Wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed rozpatrywany jest na zasadach analogicznych jak w procesie certyfikacji w trybie dodatkowym.

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

- A.10.1.17. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.1.12. i A.10.1.14., określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.
- A.10.1.18. PGE Dystrybucja S.A. i OSDn, na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt. A.10.1.12. i A.10.1.14.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 142 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

A.10.2. Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed

A.10.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.10.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP.

A.10.2.3. 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 interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, w wyniku wezwania OSP do redukcji w ramach tej usługi.

PGE Dystrybucja S.A., po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje w dobie $n+4$ zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt A.10.2.7. – A.10.2.9.

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.10.2.5..

A.10.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, PGE Dystrybucja S.A. przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.10.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią PGE Dystrybucja S.A..

A.10.2.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią PGE Dystrybucja S.A., zobowiązany jest do przekazywania do PGE Dystrybucja S.A. godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:

- 1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt. A.10.2.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od PGE Dystrybucja S.A.,
- 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby n), o którym mowa w pkt. A.10.2.7., w terminie do doby $n+2$,
- 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt. A.10.2.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca $m+1$,
- 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt. A.10.2.9., za miesiąc m , w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca $m+2$ lub $m+4$.

OSDn przekazuje do PGE Dystrybucja S.A. godzinowe dane pomiarowe 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)

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 143 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh. Dodatkowe szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych zostaną określone przez PGE Dystrybucja S.A. zgodnie ze standardem WIRE.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.8.

- A.10.2.6. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.
- A.10.2.7. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP w trybie wstępnym od doby $n+1$ do doby $n+4$.
- A.10.2.8. Do 5 dnia 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.10.2.5.
Dane pomiarowe są przekazywane przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+1$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca $m+1$ poprzez wysłanie zapytania do 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 $m+1$, OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt. A.10.2.7.
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.10.2.9. 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 miesiąca $m+2$ i $m+4$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$ poprzez wysłanie do PGE Dystrybucja S.A. zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie PGE Dystrybucja S.A. przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.
Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z WDB.
- A.10.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane wyłącznie przez OSP podmiotowi świadczącemu usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 144 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

- B.1. Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwana dalej umową dystrybucji) zawierana jest na wniosek URD₀, URD_W oraz URD_{ME} lub podmiotu przyłączanego do sieci PGE Dystrybucja S.A. Umowy dystrybucji są zawierane w Oddziałach PGE Dystrybucja S.A. odpowiednio dla miejsca przyłączenia URD₀, URD_W oraz URD_{ME} do sieci dystrybucyjnej. Wzór wniosku jest przygotowywany przez PGE Dystrybucja S.A. i opublikowany na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A..
- B.2. Dla URD₀ posiadającego umowę kompleksową chcącego zawrzeć umowę o świadczenie usług dystrybucji, dopuszcza się zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz tego URD₀ wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt D.2.1., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli URD₀ (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.) obejmującego zgodę URD₀ na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z PGE Dystrybucja S.A., na warunkach wynikających z:
- wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A. i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,
 - taryfy PGE Dystrybucja S.A. oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.,
 - 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 powyżej w ppkt. a).

W przypadku o którym mowa w zdaniu pierwszym, Sprzedawca, który nie dysponuje oświadczeniem, o którym mowa powyżej, nie może dokonać powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2.1. Pod warunkiem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa w pierwszym zdaniu, zawarcie umowy dystrybucyjnej pomiędzy URD₀ a PGE Dystrybucja S.A. następuje, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, z dniem rozpoczęcia realizacji umowy sprzedaży zgłoszonej zgodnie z pkt D.2. IRiESD-Bilansowanie. W terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej zawarcia, PGE Dystrybucja S.A. wysyła do URD₀ potwierdzenie treści zawartej umowy dystrybucyjnej.

W przypadku, gdy oświadczenie, o którym mowa powyżej, dotyczy URD₀ będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 38a ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę dystrybucyjną 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 URD₀ będącego konsumentem lub ww. osobą fizyczną, że ten URD₀ żąda rozpoczęcia świadczenia przez PGE Dystrybucja S.A. usług dystrybucji energii elektrycznej przed upływem terminu 14 dni na odstąpienie od umowy dystrybucyjnej zawartej na odległość albo poza lokalem PGE Dystrybucja S.A., liczonego od dnia jej zawarcia.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 145 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

Oświadczenie złożone przez URDO 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. oryginał oświadczenia URDO albo kopii tego oświadczenia notarialnie poświadczonej za zgodność z oryginałem albo kopii tego oświadczenia poświadczonej za zgodność z oryginałem przez sprzedawcę lub 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 przez URDw.

Wskazanie POB następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.

- B.4. Oddział PGE Dystrybucja S.A. odpowiedni do miejsca przyłączenia URDo do sieci dystrybucji w terminie:

- a) do 7 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URDo w gospodarstwie domowym,
- b) do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URDo innych niż określone w lit. a) oraz zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej,
- c) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URDo innych niż w lit. a) i b),

wysła:

- parafowaną umowę dystrybucji w formie papierowej na adres wskazany przez URDo we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji,
albo
- umowę dystrybucji w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URDo we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji.

Podpisana jednostronnie przez URDo umowa o świadczenie usług dystrybucji, w treści wysłanej przez PGE Dystrybucja S.A. i uzgodnionej przez PGE Dystrybucja S.A.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 146 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- i URDO, powinna być dostarczona do PGE Dystrybucja S.A. nie później niż do dnia otrzymania przez PGE Dystrybucja S.A. powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.1., z zastrzeżeniem pkt B.2.
- 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, winna zostać dostarczona do odpowiedniego Oddziału PGE Dystrybucja S.A. nie później niż do dnia otrzymania przez PGE Dystrybucja S.A. powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.1., z zastrzeżeniem pkt B.2..
- B.6. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę, po wypełnieniu procedury, o której mowa w rozdziale D lub w dniu rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.
- B.7. W przypadku zawarcia przez URDO z PGE Dystrybucja S.A. umowy o świadczenie usług dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez PGE Dystrybucja S.A..
- B.8. W przypadku zawarcia przez URDO z wybranym sprzedawcą umowy kompleksowej, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z IRiESD-Bilansowanie, umowa ta w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji zastępuje dotychczasową umowę o świadczenie usług dystrybucji zawartą z PGE Dystrybucja S.A., której stroną był ten URDO. Dotychczasowa umowa o świadczenie usług dystrybucji ulega z tym dniem rozwiązaniu.
- B.9. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej, określa rozdział D.
- B.10. W przypadku rozdzielenia przez URDO umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej na oddzielne umowy: umowę sprzedaży i umowę dystrybucji, zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt. B.2. – B.9..
- B.11. 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.12. Sprzedawca zawiera umowę kompleksową z URDO na podstawie wydanego przez PGE Dystrybucja S.A. potwierdzenia możliwości świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej i określenia parametrów dostaw.
- B.13. Potwierdzenie możliwości świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej i określenie parametrów dostaw, o których mowa w pkt. B.12. PGE Dystrybucja S.A. wydaje na wniosek Sprzedawcy w oparciu o dostarczone pełnomocnictwo URDO.
- B.14. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie tylko jednej umowy tj. umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

- B.15. 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 o świadczenie usług dystrybucji zawartej z PGE Dystrybucja S.A. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z URD_w oraz URD_{ME} jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt B.1., po wskazaniu POB przez URD_w oraz URD_{ME}.
Wskazanie POB następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.
- B.16. Umowa o świadczenie usług 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.17. 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. W przypadku złożenia, zgodnie z pkt. D.2.10., przez sprzedawcę i przyjęcia przez PGE Dystrybucja S.A. oświadczenia o anulowaniu powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w pkt. D.2.1., umowa o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa:
- w pkt. B.2. nie jest zawierana;
 - w pkt. B.4. nie ulega rozwiązaniu i nie jest realizowana przez PGE Dystrybucja S.A. do dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę zgodnie z rozdziałem D IRiESD - Bilansowanie.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 148 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

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

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

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

C.1.2. Administrowanie przez PGE Dystrybucja S.A. danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń m.in. na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym, rynku mocy, usług dystrybucyjnych oraz innych potrzeb i obejmuje następujące zadania:

- a) eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
- b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
- d) udostępnianie OSP, sąsiednim OSDp, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
- e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w pkt. d), dotyczących nieudostępnień 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 dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). PGE Dystrybucja S.A. pozyskuje te dane w postaci:

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

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

Dane pomiarowe, o których mowa:

- 1) w powyższym pkt. a) PGE Dystrybucja S.A. pozyskuje w zależności od technicznych możliwości ich pozyskania, jednak nie rzadziej niż 1 raz w miesiącu w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych ze zdalną transmisją danych

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 149 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- pomiarowych oraz nie rzadziej niż 1 raz w okresie rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie posiadających zdalnej transmisji danych pomiarowych,
- 2) w powyższym pkt. b) PGE Dystrybucja S.A. pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez PGE Dystrybucja S.A. harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.
- C.1.4. Ilości energii elektrycznej dla MDD i MB zdefiniowanych na obszarze PGE Dystrybucja S.A. wyznaczane są w następujących cyklach:
- podstawowym – podczas, którego od $n+1$ do $n+4$ Doby handlowej, PGE Dystrybucja S.A. wyznacza ilości energii elektrycznej dla n -tej Doby handlowej; wyznaczone ilości energii elektrycznej zgłaszane są do OSP i stanowią podstawę do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
 - korygującym – odpowiadającym cyklowi korekt na Rynku Bilansującym, podczas którego PGE Dystrybucja S.A. koryguje wyznaczone wcześniej ilości energii elektrycznej. Wyznaczone ilości energii elektrycznej zgłaszane są do OSP i stanowią podstawę do rozliczeń korygujących na Rynku Bilansującym, z zastrzeżeniem pkt. C.2.2.
- C.1.5. PGE Dystrybucja S.A. wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.2.c) i C.1.2.d), w podziale na energię pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.
- C.1.6. PGE Dystrybucja S.A. wyznacza ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.5., wynikające z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:
- uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych lub,
 - danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w niniejszej IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych lub braku układu transmisji danych lub,
 - danych szacunkowych w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania danych rzeczywistych lub,
 - standardowych profili zużycia (o których mowa w rozdziale G), ilości energii wyznaczonych w sposób określony w pkt. a), b) lub c) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.
- C.1.7. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są, jeżeli są zainstalowane, rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.
- C.1.8. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub braku możliwości pozyskania przez PGE Dystrybucja S.A. wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD lub danych pomiarowych URD, ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się, na podstawie:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 150 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 1) dla danych o których mowa w pkt. C.1.3 a):
 - a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
 - b) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię lub tygodnia następującego po usunięciu awarii z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej albo,
 - c) standardowego profilu zużycia lub w przypadku jego braku - profilu zużycia określonego przez PGE Dystrybucja S.A na podstawie pomierzonej zmienności obciążenia wytypowanej reprezentatywnej populacji odbiorców, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej.
- 2) dla danych o których mowa w pkt. C.1.3 b):
 - a. odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD, zweryfikowanego i przyjętego przez PGE Dystrybucja S.A.,
lub
 - b. ostatniego posiadanego przez PGE Dystrybucja S.A. odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, przeliczonego na podstawie przyznanego standardowego profilu zużycia energii elektrycznej lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który PGE Dystrybucja S.A. posiada odczytane wskazania.

Rzeczywiste dane pomiarowe PGE Dystrybucja S.A. udostępnia niezwłocznie po ich uzyskaniu.

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:

- i. po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych - dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące,
- ii. po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych – dla pozostałych URD.

W przypadku dalszego braku możliwości dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego, w okresie miesiąca od wezwania URD przez PGE Dystrybucja S.A., PGE Dystrybucja S.A. informuje o tym fakcie sprzedawcę. W powyższej sytuacji Sprzedawca jest zobowiązany powiadomić URDo, z którym ma zawartą umowę kompleksową, o możliwości zainstalowania u niego przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego i poinformować PGE Dystrybucja S.A. o podjętych działaniach w tym zakresie.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 151 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

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

C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, PGE Dystrybucja S.A. wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w WDB oraz IRiESD, dla:

- a) OSP jako zagregowane MB rynku bilansującego,
- b) POB jako zagregowane MB rynku bilansującego, MDD bilansowanych sprzedawców oraz dane bilansowanych URD_W i URD_{ME},
- c) sprzedawców jako zagregowane MDD,

zachowując zgodność przekazywanych ww. podmiotom danych.

PGE Dystrybucja S.A. udostępnia dane z dokładnością do 1 kWh, dokonując zaokrągleń zgodnie z ogólnie obowiązującymi zasadami.

C.1.12. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego PGE Dystrybucja S.A. udostępnia następujące dane pomiarowe:

a) Sprzedawcom:

- o zużyciu energii elektrycznej odbiorców w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych oraz w każdym przypadku wpływającym na rozliczenie usługi dystrybucji pomiędzy sprzedawcą a URD, w szczególności w przypadku zmiany taryfy PGE Dystrybucja S.A., zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego, zmiany odbiorcy przyjętej przez PGE Dystrybucja S.A., także w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej z wyłączeniem przypadku zmiany taryfy PGE Dystrybucja S.A., umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego opłat dystrybucyjnych w danym miesiącu,
- za zgodą URD będącego osobą fizyczną, godzinowe ilości energii lub mocy pobranej i oddanej z/do sieci PGE Dystrybucja S.A. przez URD po ich pozyskaniu przez PGE Dystrybucja S.A. zgodnie z pkt. C.1.3.1.
- oddzielnie w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej dane o ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez URD będącego prosumentem.

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

b) URD:

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

zachowując zgodność przekazywanych ww. podmiotom danych.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 152 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- C.1.13. PGE Dystrybucja S.A. udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe, o których mowa w pkt. C.1.12.a) oraz wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez PGE Dystrybucja S.A.). Wstępne dane pomiarowe nie są podstawą do rozliczeń. Szczegółowe zasady przekazywania wstępnych danych pomiarowych mogą zostać określone w GUD i GUD-k.
- Sposób udostępniania danych pomiarowych sprzedawcom określają umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.
- C.1.14. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:
- 1) Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:
 - a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
 - b) korekty danych składowych,
 - c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,i zgłaszane są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym. W przypadku korekty danych pomiarowych, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt. C.1.11. lit. b) i c).
 - 2) URD, korygowane są w przypadku:
 - a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
 - b) korekty danych składowych,
 - c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,W przypadku korekty danych pomiarowych, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje sprzedawcy skorygowane dane.
- PGE Dystrybucja S.A. dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.
- C.1.15. URD, Sprzedawcy oraz OSDn oraz POB mają prawo wystąpić do PGE Dystrybucja S.A. z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- C.1.16. PGE Dystrybucja S.A. wyznacza energię rzeczywistą w Miejscach Bilansowania typu MB_{OSD} na podstawie zapisów WDB oraz umowy przesyłowej zawartej z OSP oraz odpowiednio umowy zawartej pomiędzy parą OSDp.
- C.1.17. Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy PGE Dystrybucja S.A., a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE.
- C.1.18. PGE Dystrybucja S.A. w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.
- PGE Dystrybucja S.A. w terminie 14 dni od dnia zakończenia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę oraz dane dotyczące ilości zużytej energii elektrycznej URD w okresie od zakończenia ostatniego okresu rozliczeniowego do dnia zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

- C.1.19. 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.1.20. PGE Dystrybucja S.A. po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucji URD, przedstawia sprzedawcy świadczącemu usługę kompleksową informacje o:
- 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;
 - 2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;
 - 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.
- C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA $_{SM}MDD$ SPRZEDAWCY MACIERZYSTEGO**
- C.2.1. Określenie ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ Sprzedawcy Macierzystego (SM) wymaga realizacji następujących działań:
- 1) określenie ilości energii elektrycznej dla MDD i MB zdefiniowanych na obszarze PGE Dystrybucja S.A., z wyłączeniem $_{SM}MDD$;
 - 2) określenie ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej dla n -tej Doby handlowej;
 - 3) wyznaczenie ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ dla n -tej Doby handlowej;
 - 4) korygowanie ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ oraz ilości energii elektrycznej dla JG_{BI} PGE Dystrybucja S.A.
- C.2.2. Ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ wyznaczone w cyklu korygującym, stanowią podstawę rozliczeń obejmujących PGE Dystrybucja S.A. i Sprzedawcę Macierzystego (SM).
- C.2.3. Określanie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze PGE Dystrybucja S.A., z wyłączeniem $_{SM}MDD$, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale C.1. *Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.*

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 154 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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 przedstawioną w pkt. C.2.6.;
- c) wyznaczona zgodnie z zależnością określoną w podpunkcie b) ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej, stanowi podstawę do wyznaczenia ilości dostaw energii elektrycznej $SMDD$ dla h -tej godziny n -tej Doby handlowej.

C.2.5. Wartość współczynnika K_{RB} określa się dla każdego miesiąca, na podstawie danych historycznych zawartych w sprawozdaniu G-10.7 dla odpowiednich okresów z ostatnich trzech lat, korzystając z następującej zależności:

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

gdzie:

- E_{RBs} – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej pobrana na pokrycie różnicy bilansowej, w tym na pokrycie strat technicznych powstałych w wyniku dystrybucji energii elektrycznej oraz nielegalnego poboru energii elektrycznej,
- $E_{OSP_s}^{+/-}$ – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. z/do sieci OSP,
- $E_{WYT_s}^{+/-}$ – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez wytwórców,
- $E_{OSD_s}^{+/-}$ – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez innych OSD,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 155 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

$E_{WMs}^{+/-}$ – 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 SM oraz ilość energii elektrycznej dla MB innych URB na obszarze PGE Dystrybucja S.A., są zgłaszane do OSP jako rzeczywiste ilości energii i stanowią podstawę do rozliczeń na Rynku Bilansującym.
- C.2.9. Ilości energii elektrycznej dla JG_{BI} PGE Dystrybucja S.A. na Rynku Bilansującym, zgodnie z 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:
- dane wstępne wyznacza się w okresach miesięcznych na podstawie danych zawartych w sprawozdaniu G-10.4/G-10.7,
 - dane ostateczne wyznacza się po zakończonym roku kalendarzowym na podstawie danych zawartych w sprawozdaniu G-10.4 (roczne) i G-10.7 (roczne).
- C.2.12. Korygowanie ilości energii elektrycznej dla SM_{MDD} , odbywa się według następującego algorytmu:
- dla każdego miesiąca i roku kalendarzowego, PGE Dystrybucja S.A. na podstawie sprawozdań G-10.4/G-10.7 wyznacza ilość energii elektrycznej zaewidencjonowaną dla odbiorców obsługiwanych przez SM, korzystając z zależności:

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

gdzie:

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 157 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

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

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

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

- obowiązujące wartości współczynnika KRB,
- 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
- grafik energii elektrycznej dla SM_{MDD} wyznaczony w cyklach, o których mowa w pkt. C.1.4.

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

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

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

- D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.
- D.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego, są Generalne Umowy Dystrybucji GUD lub GUD-K, zawarte przez sprzedawcę z PGE Dystrybucja S.A..
- D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe URDo chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia IRiESD na dzień złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., z uwzględnieniem możliwości uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt. D.3.7. i D.3.8..

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

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

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 159 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- D.1.5. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.
- D.1.6. Na dzień zmiany sprzedawcy URDo bezwzględnie musi mieć zawartą z PGE Dystrybucja S.A. umowę o świadczenie usług dystrybucji. Powyższe nie dotyczy przypadku zmiany sprzedawcy w oparciu o umowę kompleksową. Umowa kompleksowa dotyczy wyłącznie URDo w gospodarstwach domowych.
- D.1.7. URDo może zawrzeć dla jednego PPE dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URDo wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. Rzeczywista ilość energii w PPE URDo, będzie wykazywana w MB POB wskazanego w Generalnej Umowie Dystrybucji przez tego sprzedawcę, zgodnie z pkt. C.1.5.
- D.1.8. URDo może mieć w danym okresie dla jednego PPE obowiązującą i realizowaną tylko jedną umowę regulującą zasady świadczenia usług dystrybucji.
- D.1.9. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej.
- D.1.10. Proces zmiany sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu 21 dni kalendarzowych licząc od momentu otrzymania przez PGE Dystrybucja S.A. powiadomień, o których mowa w pkt D.2.1.

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

- D.2.1. Nowy Sprzedawca w imieniu własnym oraz URDo powiadamia PGE Dystrybucja S.A. o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie późniejszym niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia.

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

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 160 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

W przypadku zawarcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 38a ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę sprzedaży lub 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 terminu 14 dni na odstąpienie od umów.

Dodatkowo URD może dokonać powiadomienia PGE Dystrybucja S.A. o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, poprzez złożenie wniosku (wzór wniosku powiadomienia jest publikowany na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.).

Sprzedawca nie może dokonać powiadomienia PGE Dystrybucja S.A. o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, w przypadku, gdy umowy te zostały zawarte poza lokalem przedsiębiorstwa z URD w gospodarstwie domowym.

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

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

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

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

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

D.2.4. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD do dokonania powiadomienia PGE Dystrybucja S.A., o którym mowa w pkt. D.2.1., w imieniu URD

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 161 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

oraz złożyć PGE Dystrybucja S.A. oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.

- D.2.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej są zobowiązane do informowania PGE Dystrybucja S.A. o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w formularzu, o którym mowa w pkt. D.2.2. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu określonym przez PGE Dystrybucja S.A. z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem lub niezwłocznie po uzyskaniu dokumentów potwierdzających aktualizację danych.
- D.2.6. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej są zobowiązane do powiadomienia PGE Dystrybucja S.A., nie później niż na 14 dni kalendarzowych przed upływem terminu obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z URDo na czas określony, o zawarciu przez Sprzedawcę nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z tym URDo lub przedłużenia obowiązywania dotychczasowej umowy w drodze aneksu. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu, którego zakres określa Załącznik nr 3 do IRiESD.
- D.2.7. Sprzedawca nie później niż na 21 oraz nie wcześniej niż na 90 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje PGE Dystrybucja S.A. o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub rezerwowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej lub rezerwowej umowy kompleksowej.
- D.2.8. W przypadku niedotrzymania przez sprzedawcę terminu, o którym mowa w pkt. D.2.6. lub D.2.7., PGE Dystrybucja S.A. będzie realizowała dotychczasową umowę sprzedaży lub rezerwową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową lub rezerwowa umowę kompleksową do 21 dnia od uzyskania tej informacji przez PGE Dystrybucja S.A. od sprzedawcy, chyba że w terminie wcześniejszym zostanie dokonane zgłoszenie nowych warunków umowy zgodnie z pkt. D.2.6. lub powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.2.1..
- D.2.9. W przypadku otrzymania przez PGE Dystrybucja S.A., dla tego samego PPE, więcej niż jednego powiadomienia do realizacji umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej od tego samego lub różnych sprzedawców na ten sam termin rozpoczęcia sprzedaży lub świadczenia usługi kompleksowej, PGE Dystrybucja S.A. przyjmie do realizacji umowę sprzedaży lub umowę kompleksową którą otrzymał jako pierwszą, z zachowaniem terminów o których mowa w punkcie D.2.1. i D.2.3..
- D.2.10. Sprzedawca który dokonał powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., może w terminie do pięciu dni kalendarzowych przed planowanym terminem rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, złożyć w imieniu swoim i URD oświadczenie o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach zmiany sprzedawcy. Dokonanie przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., jest równoznaczne z dysponowaniem przez niego pełnomocnictwem do złożenia oświadczenia o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach zmiany sprzedawcy.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 162 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

W takim przypadku PGE Dystrybucja S.A. nie przyjmuje do realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej objętej tym powiadomieniem.

Złożenie oświadczenia o anulowaniu tego powiadomienia po wskazanym terminie będzie nieskuteczne wobec PGE Dystrybucja S.A..

Sprzedawca, informuje URD – w imieniu którego złożył oświadczenie o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach procesu zmiany sprzedawcy - o anulowaniu powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1.

D.2.11. W przypadku anulowania przez sprzedawcę powiadomienia zgodnie z pkt. D.2.10.:

- 1) dla URD będącego odbiorcą w gospodarstwie domowym, który posiada zawartą umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą będącym sprzedawcą z urzędu, PGE Dystrybucja S.A. będzie realizowała tę umowę kompleksową. W takim przypadku pkt. D.2.7. nie stosuje się;
- 2) dla URD będącego odbiorcą w gospodarstwie domowym posiadającego zawartą umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą innym niż sprzedawca z urzędu, PGE Dystrybucja S.A. będzie kontynuowała dotychczasową umowę kompleksową, a jeżeli sprzedawca poinformował PGE Dystrybucja S.A. o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2.7. - *zawrze*, zgodnie z pkt. A.7., rezerwową umowę kompleksową ze sprzedawcą rezerwowym lub umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;
- 3) dla URD, który posiada zawartą rezerwową umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą, PGE Dystrybucja S.A. będzie kontynuowała rezerwową umowę kompleksową, a jeżeli sprzedawca poinformował PGE Dystrybucja S.A. o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia rezerwowej umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2.7. - *zaprzestaje* dostarczania energii elektrycznej;
- 4) dla URD nie będącego odbiorcą w gospodarstwie domowym, który posiada zawartą umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą, PGE Dystrybucja S.A. będzie kontynuowała dotychczasową umowę kompleksową, a jeżeli sprzedawca poinformował PGE Dystrybucja S.A. o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy kompleksowej zgodnie z pkt. D.2.7. - *zawrze*, zgodnie z punktem A.7., rezerwową umowę kompleksową ze sprzedawcą rezerwowym lub umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;
- 5) dla URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą, PGE Dystrybucja S.A. będzie kontynuowała dotychczasową umowę sprzedaży, a jeżeli sprzedawca poinformował PGE Dystrybucja S.A. o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.7. - *zawrze*, zgodnie z punktem A.8., umowę sprzedaży rezerwowej, ze sprzedawcą rezerwowym lub umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 163 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 6) dla URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży rezerwowej z dotychczasowym sprzedawcą, PGE Dystrybucja S.A. będzie kontynuowała umowę sprzedaży rezerwowej, a jeżeli sprzedawca poinformował PGE Dystrybucja S.A. o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży rezerwowej zgodnie z punktem D.2.7. - zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej;
- 7) dla URD w nowoprzyłączonym PPE lub nowego URD w istniejącym PPE, PGE Dystrybucja S.A. nie świadczy usługi dystrybucji.

D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo

- D.3.1. URDo dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową.
- D.3.2. URDo lub upoważniony przez URDo nowy Sprzedawca wypowiada umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.
Umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, zawartej przez tego URDo z dotychczasowym sprzedawcą.
- D.3.3. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt. D.1. oraz zawarcie:
 - a) umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy PGE Dystrybucja S.A., a URD – w przypadku zawarcia przez URD umowy sprzedaży, albo
 - b) umowy kompleksowej pomiędzy sprzedawcą a URD – dotyczy tylko URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu do 1kV.
- D.3.4. W dniu złożenia przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. URD powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z PGE Dystrybucja S.A. albo umowę kompleksową z nowym sprzedawcą.
- D.3.5. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej lub usługi kompleksowej przez nowego sprzedawcę następuje w **terminie 21 dni** od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez PGE Dystrybucja S.A., chyba, że w powiadomieniu określony został termin późniejszy, z zastrzeżeniem terminów o których mowa w pkt. D.2.1.
- D.3.6. PGE Dystrybucja S.A. w terminie do 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1, dokonuje jego weryfikacji w zakresie określonym w pkt. D.2.2. oraz informuje podmiot, który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.
Powiadomienia weryfikowane są również w zakresie dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do wymagań zawartych w IRiESD, posiadania przez URDo umowy dystrybucji zawartej z PGE Dystrybucja S.A., oświadczenia, o którym mowa w pkt. B.2. oraz w przypadku zgłaszania umów kompleksowych parametrów technicznych dostaw.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 164 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- D.3.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.2.1. zawiera braki formalne lub błędy, PGE Dystrybucja S.A. informuje o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki lub błędy i informując o konieczności ich uzupełnienia lub poprawy.
Listę kodów określających braki i błędy określa załącznik nr 4 do IRiESD.
- D.3.8. Jeżeli braki formalne lub błędy, o których mowa w punkcie D.3.7. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, PGE Dystrybucja S.A. dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., z zastrzeżeniem D.1.3., informując o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie.
- D.3.9. PGE Dystrybucja S.A., w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.6. przekazuje do nowego sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji w postaci odpowiedniego kodu. Listę kodów zawiera Załącznik nr 4 do IRiESD.
- D.3.10. W celu realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. D.3.1, URDo zawiera z PGE Dystrybucja S.A. umowę dystrybucji lub dokonuje aktualizacji umowy. Umowa dystrybucji może być zawarta przez upoważniony podmiot (np. Sprzedawcę) w imieniu i na rzecz URDo. Wymóg zawarcia umowy dystrybucji nie dotyczy zawartej wcześniej przez URDo i nowego Sprzedawcę umowy kompleksowej w gospodarstwie domowym.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 165 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

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

POB jest ustanawiany przez:

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

W przypadku URDo przyłączonego do sieci PGE Dystrybucja S.A., POB jest wskazywany przez sprzedawcę, który zawarł z tym URDo umowę sprzedaży albo umowę kompleksową.

E.2. Proces ustanawiania i zmiany POB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_w lub URD_{ME}, jest realizowany według następującej procedury:

- 1) Sprzedawca, URD_w lub URD_{ME} powiadamia PGE Dystrybucja S.A., na formularzu zgodnym z wzorem określonym w umowie dystrybucji, który jest zamieszczony na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A. o ustanowieniu POB lub planowanym przejęciu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy, URD_w lub URD_{ME} przez nowego POB; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB jak i sprzedawcę, URD_w lub URD_{ME},
- 2) PGE Dystrybucja S.A. dokonuje weryfikacji poprawności wypełnienia powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi,
- 3) PGE Dystrybucja S.A. w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucyjnej z tym POB – w przypadku zmiany POB,
 - b) niezwłocznie informuje sprzedawcę, URD_w lub URD_{ME} oraz nowego POB o dacie, w której następuje ustanowienie lub zmiana POB,
 - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URDo posiadających umowę sprzedaży lub umowę kompleksową ze Sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_w oraz URD_{ME} do MB nowego POB,
- 4) PGE Dystrybucja S.A., w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia, o którym mowa w ppkt 1), informuje niezwłocznie nowego POB oraz sprzedawcę, URD_w lub URD_{ME} o przyczynach negatywnej weryfikacji.

Powiadomienia, o którym mowa w ppkt 1) może dokonać również nowy POB upoważniony przez sprzedawcę, URD_w lub URD_{ME}. Powiadomienie to może być wykonane również w formie elektronicznej poprzez dedykowany adres email lub dedykowany system informatyczny PGE Dystrybucja S.A., o ile umożliwia on dokonywanie takich powiadomień..

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 166 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

E.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje nie wcześniej niż po 5 dniach roboczych od daty pozytywnej weryfikacji powiadomienia określonego w pkt E.2., z zastrzeżeniem pkt E.5.

Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB przez sprzedawcę, URD_w lub URD_{ME} w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB na RB, jeżeli sprzedawca, URD_w lub URD_{ME} przekaże PGE Dystrybucja S.A. powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. ppkt 1) przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na RB przez dotychczasowego POB. W takim przypadku zmiana POB następuje po dokonaniu przez PGE Dystrybucja S.A. pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami, w terminie zaprzestania lub zawieszenia działalności przez dotychczasowego POB na RB.

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

- 1) każdy PPE danego URD_O 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 jednym z następujących MB: MB_w, MB_{AW}, MB_{AFW} lub MB_{APV};
- 4) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w jednym z następujących MB: MB_O lub MB_{AO};
- 5) URD_{ME} mogą być bilansowani handlowo tylko w jednym z następujących MB: MB_w lub MB_{AM}.

Dla URD, którzy są bilansowani handlowo w jednym z następujących MB: MB_{AO}, MB_{AW}, MB_{AFW}, MB_{APV} lub MB_{AM}, w przypadku gdy nastąpi zmiana POB, wówczas bilansowanie handlowe tych URD jest realizowane odpowiednio w:

- 1) MB_{AO}, MB_{AW}, MB_{AFW}, MB_{APV} lub MB_{AM}, jeśli dany POB posiada wymienione MB, albo
- 2) MB_O lub MB_w jeśli dany POB nie posiada MB wymienionych w ppkt 1).

E.5. Jeżeli PGE Dystrybucja S.A. otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. przed datą nadania i uaktywnienia na RB, zgodnie z zasadami określonymi w WDB, MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.

E.6. Z zastrzeżeniem pkt E.2. – E.4., w przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę, URD_w lub URD_{ME} jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na RB, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego lub sprzedawcę z urzędu dla URD_O lub na PGE Dystrybucja S.A. w przypadku utraty POB przez URD_w lub URD_{ME}.

E.7. Jeżeli URD_w utraci wskazany przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URD_w lub URD_{ME}, w porozumieniu z PGE Dystrybucja S.A. winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. W powyższym przypadku umowa o świadczenia

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 167 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

usług dystrybucji zawarta z PGE Dystrybucja S.A. zostaje rozwiązana. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a URD_w.

- E.8. PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie po uzyskaniu od OSP informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na RB przez POB powiadamia sprzedawcę, URD_w lub URD_{ME}, którzy wskazali tego POB jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB. W takim przypadku sprzedawca, URD_w lub URD_{ME} jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału.
- E.9. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy, URD_w lub URD_{ME} jest zobowiązany do natychmiastowego poinformowania PGE Dystrybucja S.A., sprzedawcy, URD_w lub URD_{ME}, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- E.10. Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez sprzedawcę lub URD_w POB, skutkuje jednoczesnym zaprzestaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy lub URD_w i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy lub URD_w przez POB na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A.
- E.11. Powiadomienie PGE Dystrybucja S.A. o zakończeniu prowadzenia przez POB bilansowania handlowego Sprzedawcy, URD_w lub URD_{ME} albo o rozwiązaniu umowy o świadczenie usług bilansowania handlowego zawartej pomiędzy POB a sprzedawcą albo pomiędzy POB a URD_w albo między POB a URD_{ME} powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez ww. podmioty, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed zakończeniem przez POB bilansowania handlowego Sprzedawcy, URD_w lub URD_{ME}.

W przypadku niedotrzymania powyższego terminu, POB będzie prowadził bilansowanie handlowe Sprzedawcy, URD_w lub URD_{ME} do 15 dnia kalendarzowego od uzyskania tej informacji przez PGE Dystrybucja S.A., chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana POB zgodnie z procedurą określoną w pkt E.2. – E.4..

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 168 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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.:
- na stronach internetowych PGE Dystrybucja S.A.,
 - w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych PGE Dystrybucja S.A.,
 - w punktach obsługi klienta.

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

- F.3. Na zapytanie uczestnika rynku, a w szczególności odbiorcy, złożone następującymi drogami:
- osobiście w punkcie obsługi klienta,
 - listownie na adres PGE Dystrybucja S.A.
 - poczta elektroniczną,
 - faksem,
 - telefonicznie,

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

- w punkcie obsługi klienta,
- listownie na adres wskazany przez odbiorcę,
- poczta elektroniczną,
- faksem,
- telefonicznie.

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

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

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

- F.4. PGE Dystrybucja S.A. informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:
- uwarunkowaniach formalno-prawnych,
 - ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
 - procedurze zmiany sprzedawcy,
 - wymaganych umowach,
 - prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 169 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
 - g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
 - h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.
- F.5. PGE Dystrybucja S.A. zamieszcza na fakturach za świadczone usługi dystrybucyjne dane kontaktowe w zakresie obsługi klienta, takie jak: adres e-mail, numer telefonu oraz faksu.
- F.6. PGE Dystrybucja oraz sprzedawcy umieszczają kod PPE na wystawionych przez siebie fakturach dla URD z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, świadczonych usług dystrybucji lub świadczonej usługi kompleksowej.
- F.7. Na wniosek URD, PGE Dystrybucja S.A. przedstawia aktualną listę sprzedawców, o której mowa w pkt. A.3.7. lit. a) lub b).

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 170 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

G. ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI I UDOŚTĘPNIANIA 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:

- parametrów technicznych przyłącza,
- grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji,
- historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,

przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.

Przydzielony standardowy profil zużycia może być wykorzystany przez PGE Dystrybucja S.A. na potrzeby, o których mowa w pkt. C.1.2., z zastrzeżeniem, że w przypadku braku licznika zdalnego odczytu, dla potrzeb rozliczeń rynku mocy, standardowy profil zużycia stosowany jest do dnia 31 grudnia 2021 r.

G.3. Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w Generalnej Umowie Dystrybucji lub Generalnej Umowie Dystrybucji dla usługi kompleksowej zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z PGE Dystrybucja S.A.

Odbiorcom profilowym, dla których przydzielono profile przed dniem wejścia w życie niniejszej IRIESD, przydzielone zostają nowe profile zgodnie z kryteriami zawartymi w tab. T.1.

G.4. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w pkt. G.2., odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia PGE Dystrybucja S.A. W takim przypadku PGE Dystrybucja S.A. dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w Generalnej Umowie Dystrybucji lub Generalnej Umowie Dystrybucji dla usługi kompleksowej, o których mowa w pkt. G.3.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 171 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy jednostrefowy.
G2	Odbiorcy grup taryfowych G spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy.
G3	Odbiorcy grup taryfowych G12as spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy.
G4	Odbiorcy grup taryfowych G12n spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy.
G5	Odbiorcy grup taryfowych G12w spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy.
C1	Odbiorcy grup taryfowych C1 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy jednostrefowy.
C2	Odbiorcy grup taryfowych C1 spełniający warunki: <ul style="list-style-type: none"> • 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: <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1 lub 3-fazowe,

	<ul style="list-style-type: none"> • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy sparametryzowany w strefach: dzień –noc.
C4	<p>Odbiorcy grup taryfowych C12n spełniający warunki:</p> <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy
C5	<p>Odbiorcy grup taryfowych C12w spełniający warunki:</p> <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy
O	<p>Odbiorcy grup taryfowych C1 spełniający warunki:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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	<p>Odbiorcy grupy taryfowej R spełniający warunki:</p> <ul style="list-style-type: none"> • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • odbiorniki o stałym poborze mocy.

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.	2,31	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	96,84
	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
	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
II	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
	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
III	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
	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
IV	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
	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
V	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	4,12	3,52	2,64	73,42
	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
VI	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
	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
VII	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
	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
VIII	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
	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
IX	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
	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

Miesiąc	Dzień tygodnia	Profil G3																								Razem
		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	
I	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	
	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	
	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	
II	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	
	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	
	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	
III	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	
	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	
	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	
IV	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	
	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	
	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	
V	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	
	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	
	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	
VI	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	
	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	
	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	
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	
	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	
	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	
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	
	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	
	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	
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	
	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	
	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	
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	
	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	
	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	
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	
	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	
	nd.	3.28	2.94	2.86	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	
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	
	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	
	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	

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

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	
		Profil G4																								
I	pn.-pt.	0,29	0,43	0,42	0,41	0,39	0,29	0,36	0,40	0,45	0,49	0,50	0,50	0,51	0,52	0,53	0,58	0,65	0,69	0,71	0,73	0,69	0,61	0,50	0,38	
	sob.	0,31	0,45	0,44	0,42	0,38	0,26	0,29	0,37	0,48	0,59	0,64	0,66	0,66	0,68	0,68	0,67	0,70	0,72	0,72	0,72	0,69	0,61	0,52	0,42	
	nd.	0,40	0,51	0,47	0,44	0,38	0,28	0,32	0,38	0,51	0,62	0,69	0,73	0,74	0,74	0,69	0,65	0,69	0,74	0,77	0,79	0,76	0,68	0,56	0,42	
	pn.-pt.	0,31	0,40	0,39	0,39	0,37	0,32	0,41	0,46	0,49	0,52	0,53	0,53	0,54	0,55	0,58	0,62	0,67	0,73	0,78	0,80	0,77	0,67	0,55	0,41	
II	sob.	0,34	0,43	0,42	0,39	0,36	0,28	0,33	0,43	0,59	0,68	0,73	0,75	0,76	0,77	0,77	0,75	0,74	0,77	0,80	0,80	0,75	0,66	0,57	0,46	
	nd.	0,35	0,44	0,43	0,41	0,36	0,25	0,31	0,39	0,53	0,64	0,71	0,74	0,74	0,73	0,67	0,62	0,61	0,67	0,72	0,76	0,74	0,65	0,51	0,39	
	pn.-pt.	0,25	0,37	0,37	0,36	0,35	0,27	0,34	0,39	0,41	0,42	0,42	0,42	0,42	0,44	0,45	0,50	0,52	0,55	0,62	0,67	0,65	0,57	0,45	0,34	
	sob.	0,28	0,40	0,39	0,37	0,33	0,24	0,29	0,40	0,52	0,59	0,62	0,62	0,62	0,63	0,63	0,60	0,59	0,60	0,66	0,69	0,65	0,57	0,48	0,38	
III	nd.	0,32	0,31	0,39	0,38	0,33	0,24	0,30	0,39	0,53	0,62	0,68	0,70	0,71	0,69	0,62	0,57	0,56	0,59	0,66	0,73	0,72	0,62	0,50	0,37	
	pn.-pt.	0,27	0,38	0,37	0,36	0,34	0,27	0,34	0,40	0,43	0,45	0,45	0,46	0,46	0,48	0,50	0,53	0,55	0,56	0,59	0,65	0,69	0,62	0,50	0,36	
	sob.	0,30	0,41	0,39	0,37	0,33	0,24	0,29	0,39	0,51	0,60	0,64	0,63	0,65	0,65	0,63	0,62	0,60	0,58	0,57	0,63	0,68	0,63	0,53	0,41	
	nd.	0,33	0,41	0,40	0,37	0,32	0,24	0,29	0,39	0,53	0,62	0,66	0,67	0,66	0,64	0,58	0,53	0,50	0,50	0,53	0,62	0,68	0,62	0,50	0,38	
IV	pn.-pt.	0,25	0,36	0,35	0,34	0,33	0,24	0,31	0,37	0,39	0,40	0,40	0,40	0,40	0,41	0,43	0,46	0,47	0,47	0,49	0,53	0,58	0,57	0,46	0,34	
	sob.	0,27	0,39	0,37	0,35	0,33	0,22	0,27	0,37	0,47	0,52	0,55	0,55	0,56	0,57	0,56	0,54	0,52	0,49	0,50	0,52	0,57	0,57	0,49	0,38	
	nd.	0,31	0,40	0,37	0,36	0,31	0,23	0,28	0,37	0,50	0,58	0,62	0,62	0,62	0,61	0,56	0,50	0,47	0,47	0,52	0,59	0,65	0,61	0,49	0,36	
	pn.-pt.	0,26	0,36	0,35	0,35	0,33	0,25	0,31	0,37	0,40	0,41	0,41	0,41	0,42	0,44	0,45	0,47	0,48	0,47	0,49	0,52	0,56	0,58	0,50	0,36	
V	sob.	0,28	0,38	0,37	0,34	0,32	0,23	0,27	0,37	0,47	0,53	0,60	0,57	0,58	0,59	0,58	0,54	0,52	0,49	0,49	0,51	0,54	0,56	0,50	0,38	
	nd.	0,31	0,39	0,38	0,35	0,31	0,23	0,28	0,36	0,47	0,55	0,60	0,61	0,61	0,58	0,53	0,48	0,46	0,46	0,48	0,54	0,58	0,50	0,36		
	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	0,40	0,42	0,43	0,44	0,44	0,45	0,45	0,46	0,49	0,53	0,45	0,34	
	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	0,52	0,53	0,55	0,53	0,50	0,48	0,47	0,45	0,47	0,49	0,51	0,46	0,36
VI	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	
	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	0,41	0,43	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47	0,51	0,57	0,54	0,44	0,34	
	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	
	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	
VII	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	
	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	
	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	
	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	0,41	0,43	0,44	0,48	0,50	0,54	0,62	0,66	0,63	0,55	0,44	0,33
VIII	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	
	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	
	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	
	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	
IX	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	
	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	0,41	0,43	0,44	0,48	0,50	0,54	0,62	0,66	0,63	0,55	0,44	0,33
	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	
	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	
X	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	
	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	
	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	
	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	0,41	0,43	0,44	0,48	0,50	0,54	0,62	0,66	0,63	0,55	0,44	0,33
XI	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	
	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	
	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	
	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	
XII	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	
	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	0,41	0,43	0,44	0,48	0,50	0,54	0,62	0,66	0,63	0,55	0,44	0,33
	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	
	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	
XIII	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	
	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	
	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	

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
	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
II	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	89,52	
	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
III	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
	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	2,40	2,96	3,20	3,30	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
IV	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
	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
V	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
	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
VI	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
	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
VII	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	59,88
	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
	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
VIII	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
	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
IX	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	3,56	86,68
	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	4,88	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

Profil C1

Godzina doby

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	Dzień tygodnia	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	
	pn.-pt.	2,40	2,36	2,33	2,33	2,37	2,34	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	3,57	3,45	3,00	2,75	2,63	2,43	77,10
	sob.	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	Dzień tygodnia	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	69,52	
	pn.-pt.	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	56,20	
	sob.	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	81,30	
III	Dzień tygodnia	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	
	pn.-pt.	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	
	sob.	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	2,05	1,88	78,75	
IV	Dzień tygodnia	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	
	pn.-pt.	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	
	sob.	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	
V	Dzień tygodnia	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	
	pn.-pt.	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	2,27	2,42	2,38	2,14	1,99	43,40	
	sob.	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	
VI	Dzień tygodnia	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	
	pn.-pt.	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	
	sob.	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	
VII	Dzień tygodnia	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	
	pn.-pt.	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	
	sob.	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	
VIII	Dzień tygodnia	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	
	pn.-pt.	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	
	sob.	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	
IX	Dzień tygodnia	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	
	pn.-pt.	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	
	sob.	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	
X	Dzień tygodnia	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	
	pn.-pt.	1,72	1,65	1,65	1,61	1,62	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	47,56	
	sob.	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	
XI	Dzień tygodnia	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	
	pn.-pt.	1,80	1,77	1,71	1,70	1,72	1,74	1,80	2,02	2,19	2,29	2,31	2,23	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	
	sob.	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	
XII	Dzień tygodnia	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	
	pn.-pt.	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	
	sob.																										

Dla dni ustawowo wolnych od pracy stosuje się profil **nie**działa w danym miesiącu

Miesiąc	Dzień tygodnia	Profil C2																								Razem
		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	
I	pn.-pt.	2.53	2.42	2.42	2.45	2.62	2.99	3.80	4.54	5.12	5.40	5.43	5.55	5.49	4.82	4.53	4.29	4.14	4.03	3.62	3.08	2.70	97,62			
	sob.	2.47	2.42	2.36	2.46	2.50	2.73	3.22	3.47	3.59	3.85	4.11	4.21	4.08	4.01	3.67	3.59	3.74	3.68	3.67	3.61	3.46	3.23	2,89		
	nd.	2.36	2.31	2.28	2.27	2.35	2.50	2.62	2.64	2.63	2.84	2.98	3.09	3.15	3.18	3.17	3.17	3.38	3.47	3.48	3.33	3.27	3.09	2,57		
II	pn.-pt.	2.50	2.39	2.41	2.44	2.57	2.96	3.68	4.34	4.95	5.20	5.30	5.38	5.35	5.39	5.15	4.75	4.51	4.35	4.22	4.06	3.93	3.55	3,03		
	sob.	2.50	2.41	2.40	2.44	2.48	2.71	3.11	3.35	3.52	3.74	3.99	4.05	3.94	3.94	3.65	3.48	3.48	3.56	3.54	3.51	3.40	3.15	2,78		
	nd.	2.31	2.28	2.22	2.20	2.26	2.45	2.68	2.62	2.71	2.97	3.10	3.24	3.30	3.34	3.32	3.20	3.28	3.48	3.55	3.37	3.36	3.16	2,89		
III	pn.-pt.	2.26	2.18	2.18	2.19	2.32	2.66	3.17	3.86	4.46	4.73	4.77	4.85	4.86	4.88	4.67	4.31	4.00	3.82	3.81	3.72	3.60	3.22	2,75		
	sob.	2.26	2.19	2.16	2.18	2.25	2.36	2.58	2.85	3.14	3.40	3.55	3.66	3.52	3.49	3.18	3.12	3.09	3.13	3.27	3.26	3.14	2.86	2,52		
	nd.	2.10	2.06	2.00	1.98	2.01	2.19	2.19	2.23	2.31	2.52	2.68	2.83	2.83	2.87	2.87	2.83	2.86	2.95	3.10	3.03	2.99	2.82	2,61		
IV	pn.-pt.	2.24	2.14	2.10	2.16	2.25	2.54	3.04	3.72	4.40	4.64	4.76	4.86	4.86	4.86	4.64	4.26	3.92	3.67	3.51	3.51	3.51	3.17	2,44		
	sob.	2.31	2.17	2.17	2.17	2.21	2.32	2.55	2.81	3.00	3.23	3.41	3.41	3.41	3.25	3.24	3.02	2.93	2.86	2.78	2.75	2.88	2.90	2,72		
	nd.	2.06	2.00	1.97	1.95	1.97	2.03	1.97	1.98	2.10	2.30	2.40	2.51	2.54	2.61	2.59	2.54	2.52	2.52	2.54	2.55	2.63	2.56	2,20		
V	pn.-pt.	2.41	2.29	2.27	2.28	2.32	2.56	3.12	3.81	4.42	4.74	4.85	4.93	4.93	4.97	4.83	4.57	4.28	3.97	3.77	3.69	3.69	3.43	2,95		
	sob.	2.58	2.38	2.35	2.37	2.31	2.40	2.73	3.08	3.32	3.57	3.81	3.85	3.77	3.76	3.55	3.40	3.33	3.26	3.23	3.19	3.18	3.00	2,68		
	nd.	2.24	2.15	2.12	2.07	2.06	2.04	2.08	2.19	2.32	2.63	2.72	2.81	2.92	2.95	2.97	2.96	2.94	2.97	3.00	2.85	2.94	2.91	2,64		
VI	pn.-pt.	2.57	2.48	2.40	2.42	2.40	2.65	3.28	3.96	4.53	4.92	5.06	5.16	5.18	5.23	5.10	4.77	4.50	4.15	3.94	3.81	3.74	3.55	3,09		
	sob.	2.63	2.49	2.47	2.48	2.35	2.46	2.78	3.11	3.36	3.60	3.83	3.92	3.81	3.83	3.54	3.50	3.49	3.44	3.35	3.35	3.26	3.15	2,83		
	nd.	2.43	2.31	2.25	2.21	2.12	2.19	2.22	2.28	2.45	2.75	3.00	3.11	3.13	3.22	3.24	3.23	3.19	3.27	3.23	3.03	3.04	3.05	2,82		
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		
	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		
	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		
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		
	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		
	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		
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		
	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		
	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	2,47		
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		
	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		
	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		
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		
	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		
	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	2,47		
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		
	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		
	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	2.94	2.96	2.89	2.92	3.03	3.01	3.04	2.95	2.88	2,79		

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

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	3,40	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	4,21	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

		Profil C4																								Razem	
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	0,44	0,43	0,42	0,44	0,49	0,50	0,51	0,48	0,45	0,44	0,41	10,89	
	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	
II	pn.-pt.	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	
	nd.	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	
	pn.-pt.	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	
	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	
III	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	
	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	
IV	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	
	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	0,33	0,31	0,29	0,30	0,25	8,16	
V	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	
	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	0,33	0,31	0,32	0,28	0,25	7,60	
	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	
VI	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	0,25	0,24	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	
	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	
VII	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	0,28	0,31	0,34	0,36	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	
	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	
VIII	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

Miesiąc	Dzień tygodnia	Godzina doby																								Razem
		Profils C																								
		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.	2,70	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
	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
II	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	69,91
	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
	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
III	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
	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
IV	pn.-pt.	2,05	1,93	1,89	1,85	1,81	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
	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
V	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	1,88	1,87	1,87	1,85	1,81	1,90	1,85	1,92	2,80	2,98	2,48	46,39
	pn.-pt.	2,09	1,93	1,88	1,80	1,08	0,98	1,12	1,39	1,77	1,97	1,95	1,95	1,94	1,97	1,94	1,94	1,90	1,83	1,84	1,84	1,88	2,93	3,05	2,52	45,55
	sob.	2,30	2,08	1,95	1,88	1,07	0,99	1,11	1,38	1,65	1,99	2,02	1,95	1,94	1,99	1,99	2,14	2,20	2,15	2,18	2,21	2,31	3,30	3,43	2,89	49,10
VI	nd.	2,42	2,27	2,16	2,02	1,29	1,11	1,10	1,34	1,56	1,86	1,81	1,88	1,92	1,77	1,84	1,88	1,83	1,83	1,84	1,79	1,87	2,95	2,98	2,44	45,76
	pn.-pt.	2,36	2,18	2,14	2,13	2,00	1,29	1,36	1,69	2,01	2,25	2,28	2,25	2,21	2,30	2,30	2,23	2,19	2,19	2,16	2,24	3,09	3,46	3,22	2,73	54,23
	sob.	2,59	2,37	2,32	2,30	2,18	1,43	1,54	1,77	2,18	2,45	2,59	2,58	2,53	2,57	2,59	2,60	2,65	2,80	2,84	2,86	3,70	4,05	3,76	3,15	62,42
	nd.	2,72	2,50	2,36	2,35	2,17	1,38	1,29	1,48	1,67	1,97	1,90	1,96	1,92	1,91	1,91	1,94	1,96	1,95	1,80	1,98	2,92	3,39	2,99	2,51	50,94
VII	pn.-pt.	1,92	1,81	1,79	1,77	1,95	1,61	1,10	1,42	1,63	1,78	1,76	1,73	1,66	1,65	1,63	1,64	1,58	1,52	1,63	2,63	3,07	2,88	2,63	2,25	45,03
	sob.	2,10	1,96	1,91	1,95	2,12	1,70	1,10	1,32	1,55	1,73	1,75	1,75	1,76	1,76	1,80	1,84	1,82	1,84	2,15	3,11	3,63	3,35	3,15	2,69	49,81
	nd.	2,30	2,09	2,02	1,98	2,14	1,63	1,02	1,16	1,31	1,47	1,46	1,51	1,57	1,44	1,38	1,52	1,49	1,45	1,51	2,53	3,04	2,84	2,59	2,19	43,65
	pn.-pt.	2,38	2,25	2,22	2,23	2,32	2,49	1,96	1,89	2,17	2,23	2,23	2,17	2,17	2,17	2,13	2,06	2,01	2,09	2,33	3,26	3,52	3,46	3,14	2,90	58,27
VIII	sob.	2,49	2,33	2,28	2,27	2,37	2,52	2,07	1,74	1,91	2,17	2,20	2,16	2,11	2,15	2,18	2,16	2,19	2,49	3,47	3,82	3,81	3,52	2,96	60,61	
	nd.	2,65	2,55	2,97	2,44	2,48	2,53	1,80	1,58	1,82	1,94	2,07	1,95	1,97	1,80	1,76	1,84	2,02	2,26	3,01	3,39	3,35	3,04	2,80	2,54	56,57
	pn.-pt.	2,42	2,36	2,33	2,31	2,46	2,66	2,06	2,00	2,24	2,32	2,35	2,26	2,26	2,20	2,19	2,23	3,43	3,71	3,62	3,52	3,47	3,16	2,97	2,71	63,22
	sob.	2,54	2,47	2,45	2,37	2,54	2,73	2,10	1,89	2,20	2,20	2,29	2,31	2,25	2,19	2,21	2,24	3,50	3,88	3,83	3,67	3,64	3,44	3,30	3,00	65,16
IX	nd.	2,65	2,56	2,51	2,45	2,55	2,65	1,92	1,89	2,02	2,12	2,04	2,18	2,07	1,78	1,81	2,01	3,26	3,45	3,46	3,44	3,32	2,99	2,85	2,57	60,72
	pn.-pt.	2,61	2,53	2,47	2,44	2,52	2,72	2,96	2,14	2,24	2,42	2,35	2,31	2,24	2,12	2,13	2,46	3,78	3,72	3,57	3,44	3,41	3,15	3,10	2,80	65,61
	sob.	2,60	2,52	2,55	2,47	2,52	2,70	2,92	2,00	1,96	2,28	2,24	2,32	2,20	2,10	2,19	2,64	3,78	3,94	3,82	3,62	3,54	3,27	3,20	2,93	66,31
	nd.	2,63	2,53	2,50	2,50	2,51	2,90	3,37	2,66	2,75	2,75	2,76	2,49	2,31	1,77	1,77	2,45	3,93	3,59	3,44	3,41	3,37	3,15	3,04	3,10	67,68

Wszystkie dane podane w tabeli dotyczą godzin pracy w danym dniu w danym miesiącu.

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	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	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	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	0,00	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	0,00	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 rozstrzygnięcia reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD.
- H.2. Podmioty zobowiązane do stosowania IRiESD mogą zgłaszać reklamacje w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście), w formie elektronicznej (pocztą elektroniczną lub poprzez stronę internetową) lub ustnej (osobiście, telefonicznie).
- H.3. URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt H.4.
- URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z 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 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 tej energii 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. przyjmuje od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci;
 2. udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci;
 3. powiadamianie, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
 4. informowanie na piśmie z co najmniej:
 - a) rocznym wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) trzyletnim wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
 - c) tygodniowym wyprzedzeniem – o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 185 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

ruchową z siecią, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.

5. kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci.
6. przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez PGE Dystrybucja S.A. dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt. II 3.2.3.
7. przyjmowanie od prosumenta będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia mikroinstalacji.

H.5. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową, w sprawach innych niż opisane w pkt. H.4., realizowane jest w następujący sposób:

- 1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę do PGE Dystrybucja S.A.. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji od sprzedawcy i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy,
- 2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje do PGE Dystrybucja S.A. w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. PGE Dystrybucja S.A. bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie informuje w formie elektronicznej sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. PGE Dystrybucja S.A. wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,
- 3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym PGE Dystrybucja S.A. w terminie 2 dni roboczych. 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 w terminie 2 dni roboczych. PGE Dystrybucja S.A. w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSD przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów, a w przypadku URD w gospodarstwach

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 186 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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

W przypadku zgodności zmierzonych parametrów z określonymi w umowie kompleksowej lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w taryfie 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 przekazuje PGE Dystrybucja S.A. elektronicznie ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych.

PGE Dystrybucja S.A. po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od sprzedawcy,

- 6a) w przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez PGE Dystrybucja S.A. bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje sprzedawcy informację niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:
- ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez PGE Dystrybucja S.A. standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - od 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,
 - dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt. H.5. ppkt. 6) lit. a), dla innych URD niż URD, który złożył wniosek, o którym mowa w pkt. H.5. ppkt. 6) lit. a), zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co URD, który złożył ten wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
- 6b) bonifikata, o której mowa w ppkt 6a) jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a sprzedawcą,
- 6c) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje PGE Dystrybucja S.A. reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. PGE Dystrybucja S.A. po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od sprzedawcy,
- 7) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 187 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

energii elektrycznej, bądź nie wykonania lub nienależytego wykonania 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 sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,

- 8) W przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie PGE Dystrybucja S.A., w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do PGE Dystrybucja S.A. kopię odpowiedzi udzielonej URD.

Odpowiedzi na reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę, za wyjątkiem podpunktu 7).

H.6. Reklamacje powinny być składane do PGE Dystrybucja S.A., na adres Oddziału właściwego ze względu na miejsce przyłączenia do sieci dystrybucyjnej:

1. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Łódź-Miasto, ul. Tuwima 58, 90-021 Łódź.
2. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Łódź-Teren, ul. Tuwima 58, 90-021 Łódź.
3. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Zamość, ul. Koźmiana 1, 22-400 Zamość.
4. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Skarżysko-Kamienna, ul. Aleja Marszałka Józefa Piłsudskiego 51, 26-110 Skarżysko-Kamienna.
5. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Rzeszów, ul. 8-go Marca 8, 35-065 Rzeszów.
6. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa, ul. Marsa 95, 04-470 Warszawa.
7. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok, ul. Elektryczna 13, 15-950 Białystok.
8. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin, ul. Garbarska 21, 20-340 Lublin.

lub na adresy, w tym dedykowane adresy poczty elektronicznej, wskazane na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A., z uwzględnieniem punktu H.2..

Zasięg terytorialny poszczególnych Oddziałów opisano w Załączniku nr 5 do IRiESD.

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:

- a) określonym w pkt. H.5. – jeżeli reklamacja została złożona do sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową,
- b) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez PGE Dystrybucja S.A. usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy PGE Dystrybucja S.A.,
- c) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy – jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 188 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego udostępnionego przez PGE Dystrybucja S.A. do sprzedawcy,

- d) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.

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:
- a) w przypadkach o których mowa w pkt. H.8. a) – w sposób określony w GUD-K,
 - b) w przypadkach o których mowa w pkt. H.8. b) i c) - w sposób określony w pkt. H.2.
- H.10. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez 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 pisemnie do PGE Dystrybucja S.A. z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:
- a) zakres nieuwzględnionego przez PGE Dystrybucja S.A. żądania;
 - b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;
 - c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany na adresy, o których mowa w pkt. H.6 odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.
- H.11. PGE Dystrybucja S.A. rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania. PGE Dystrybucja S.A. rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. PGE Dystrybucja S.A. przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.
- H.12. Zasady korekty danych pomiarowych dla MDD oraz MB sprzedawców i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, określone są w pkt. C.1.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 189 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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:
- ograniczenia elektrowniane,
 - ograniczenia sieciowe.
- I.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - działanie siły wyższej,
 - realizację polityki energetycznej państwa.
- I.4. PGE Dystrybucja S.A. identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez PGE Dystrybucja S.A. na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- I.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez 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:
- zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej;

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 190 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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 szczególnie uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 191 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 192 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
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
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
LZO	Licznik zdalnego odczytu
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MB_{AW}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących jednostki wytwórcze inne niż: farmy wiatrowe, źródła fotowoltaiczne, jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

MB_{AFW}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.
MB_{AO}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory energii, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.
MB_{AM}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych albo magazyny energii elektrycznej, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.
MB_{APV}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących źródła fotowoltaiczne aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.
fMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
wMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
fMDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
pMDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza nie będąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną – jednostka wytwórcza nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OOSŁ	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
ORed	Obiekt Redukcji
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 handlowe

PPE	Punkt Poboru Energii
Prosument	Prosument energii odnawialnej
Prosument zbiorowy	Prosument zbiorowy energii odnawialnej
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P _{st} , zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: *i* – rząd harmonicznej

P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.
RB	Rynek Bilansujący
RRM	Regulamin rynku mocy
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
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.
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: *i* – rząd harmonicznej,

U_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej

UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URB_{BIL}	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URB_{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB_W	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB_O	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii:

	<ul style="list-style-type: none">• URBS_D – odbiorca sieciowy• URBO_K – odbiorca końcowy
URB_{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URD_{ME}	Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW
URD_n	Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSD _n
URD_o	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD_w	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
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.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez Operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dane pomiarowe	dane pozyskiwane lub wyznaczane dla punktu pomiarowego.
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.
Farma wiatrowa	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (FMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (PMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym dokonywany jest pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
Generacja zdeteminowana	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 przyłączanych do sieci w podziale na: a) grupa I – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,

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

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 grafikowa

Zbiór Rzeczywistych lub Wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Elektrycznej.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 199 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

Jednostka wytwórcza:

- a) przyłączona do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
- b) kondensacyjna o mocy osiągalnej równej lub wyższej niż 100 MW przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowa przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, albo
- c) przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV inną niż określona w lit. b, którą operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ta jednostka wytwórcza jest przyłączona;

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 łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.

Łącze niezależne

Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 200 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

	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 energii elektrycznej	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci, albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłączy 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 201 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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 lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	<p>Moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejszą niż wyznaczoną jako wartość maksymalną ze średniej wartości mocy w okresie 15 minut, 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 siecią te-go operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczoną 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 tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii	<p>łączna moc znamionowa czynna:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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).
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 dotrzymania ustaleń wynikających z zawartych umów.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Napięcie deklarowane	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcom – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: <ul style="list-style-type: none"> a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 203 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

	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.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; 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.
Odlączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 204 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych	okres pomiędzy dwoma kolejnymi rozliczeniowymi odczytami urzędów do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonany przez PGE Dystrybucja S.A..
Operator	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub Operator systemu połączonego elektroenergetycznego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator ogólnodostępnej stacji ładowania	Podmiot odpowiedzialny za budowę, zarządzanie, bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację i remonty ogólnodostępnej stacji ładowania.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego Operatora prowadzącego procesy rozliczeń.
Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, modernizację oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, modernizację oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot, którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 205 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) zgłoszenia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, które w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Program zgodności	Program określający przedsięwzięcia, jakie powinien podjąć OSD w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania Użytkowników Systemu i Potencjalnych Użytkowników Systemu.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Prosument energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649, 730 i 2294),.
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.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego podmiotu usługę polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Punkt pomiarowy	miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz Operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Rezerwa mocy	Możliwa do wykorzystania w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
Rezerwowa umowa kompleksowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.
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	Wszystkie ustalenia instytucjonalne, handlowe i operacyjne ustanawiające rynkowe zarządzanie bilansowaniem co jest realizowane za pomocą mechanizmu bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciażanie – SCO	Samoczynne wyłączenie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie – SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny Operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny Operator systemu dystrybucyjnego.
Służba dyspozytorska lub ruchowa	Komórka organizacyjna przedsiębiorstwa elektroenergetycznego uprawniona do prowadzenia ruchu sieci i kierowania pracą jednostek wytwórczych.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedawca Macierzysty	Podmiot sprzedający energię elektryczną odbiorcom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, pełniący jednocześnie na obszarze sieci OSD funkcję Sprzedawcy z Urzędu.
Sprzedawca rezerwowi	Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, wskazane przez URD, zapewniające temu URD 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 dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
Stacja ładowania	<ul style="list-style-type: none"> 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 <p>– 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.</p>
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
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.
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 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 (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, z późn. zm.), 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 z 14.06.2019.) lub Kodeksów sieci.
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 harmonicznnych 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 pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowy bilansowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Umowa sieciowa	Umowa, na podstawie której OSD świadczy usługi dystrybucji dla URD tj. umowa kompleksowa lub umowa o świadczenie usług dystrybucji.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
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.

Wstępne dane pomiarowe	Nie zweryfikowane dane pozyskane w trakcie okresu rozliczeniowego z układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, nie służące do rozliczeń, a pozyskane jedynie w celu prowadzenia działalności operatorskiej przez OSD.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wyprowadzenie URD z PPE	Zakończenie na wniosek URD świadczenia usług dystrybucji lub usługi kompleksowej, które obejmuje odłączenie zasilania w danym PPE, tj. stworzenie fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż fragmentu przyłącza, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej itp.).
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego jednostki wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zagregowane dane pomiarowe	dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego.
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 z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym rezerwowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy

Zarządzanie ograniczeniami systemowymi

kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.

Działalność gospodarcza wykonywana przez Operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

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 interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 213 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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 wchodzi 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 214 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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 IRES D.

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 :

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 215 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 216 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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 – $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$,
 - c) różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 217 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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 odchyłeń $\pm 5\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).
- 6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznym odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać 0,5%.
- 6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
- 1,5% – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
 - 3,0% – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - 5,0% – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznym, powinien być spełniony następujący warunek:

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

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 218 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

6.7. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95% czasu, powinien spełniać warunek: $P_{lt} \leq 0,6$ za wyjątkiem farm wiatrowych, dla których współczynnik P_{lt} określono w pkt. 8.7.3.

6.8. Wymaganie określone w pkt. 6.7 jest również spełnione w przypadkach, gdy:
– dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

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

– dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

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

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

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

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

k – współczynnik wynoszący:

1 – dla generatorów synchronicznych,

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

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

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

I_a – prąd rozruchowy,

I_r – znamionowy prąd ciągły.

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

PGE Dystrybucja S.A. na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączania źródeł energii do sieci elektroenergetycznej SN i nN.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 219 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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:
- regulacja mocy czynnej,
 - praca w zależności od napięcia i częstotliwości,
 - załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,
 - regulacja napięcia i mocy biernej,
 - wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
 - dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,
 - elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
 - systemy monitoringu i telekomunikacji,
 - testy sprawdzające.
- 8.1.5. PGE Dystrybucja S.A. ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD oraz w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz – dla farm przyłączanych do sieci 110 kV – symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego Operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.
- 8.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej farm wiatrowych przyłączanych jest do szyn zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te farmy jako pojedynczą farmę wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRiESD.
- 8.1.7. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 220 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 8.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określone przez PGE Dystrybucja S.A. w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- 8.1.9. PGE Dystrybucja S.A. może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do 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, umożliwiającą pracę w następujących reżimach:
- praca bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,
 - praca interwencyjna według wymagań odpowiedniego Operatora systemu, w sytuacjach zakłóceń i zagrożeń w pracy systemu elektroenergetycznego,
 - udział w regulacji częstotliwości (dotyczy farm wiatrowych o mocy znamionowej 50 MW i większej),
 - z ograniczeniami mocy generowanej do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.
- 8.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej, moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością $\pm 5\%$) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego Operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.
- 8.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV i SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej za okres 15 minut nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30% mocy znamionowej na minutę.
- 8.2.4. W sytuacjach zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy PGE Dystrybucja S.A. poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.
- 8.2.5. Układ regulacji mocy poszczególnych jednostek wytwórczych, powinien zapewnić zmniejszenie mocy do co najmniej 20% mocy znamionowej w czasie mniejszym od 2 s.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 221 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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:
- przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,
 - 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.,
 - 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.,
 - 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.,
 - przy $f < 47,5$ Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
 - 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,
 - 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:
- 105 kV ÷ 123 kV – dla sieci 110 kV,
 - $\pm 10\% U_n$ – dla sieci SN.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 222 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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 zwyzce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączenie 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

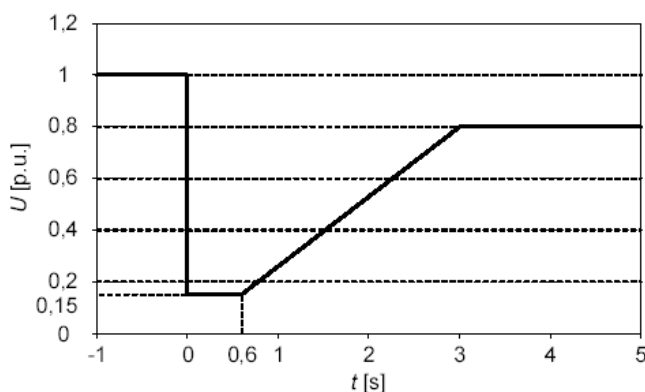
- 8.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.
- 8.5.2. Farma wiatrowa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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 223 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 224 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

- 8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3 %. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.
- 8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.
- 8.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (P_{st}) i długookresowego (P_{lt}) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:
- $P_{st} < 0,35$ dla sieci 110 kV i $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,
 - $P_{lt} < 0,25$ dla sieci 110 kV i $P_{lt} < 0,35$ dla sieci SN.
- 8.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych 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 zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.
- 8.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.
- 8.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmy wiatrowej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 225 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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:
- kompletności zabezpieczeń,
 - poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,
 - 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:
- mocy czynnej,
 - mocy biernej,
 - napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,
 - współczynnika mocy $\cos \varphi$,
 - średniej dla farmy prędkości wiatru.
- 8.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
- aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
 - stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV,
 - inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 8.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej przyłączanej na napięcie 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przekazywania danych do operatora systemu.
- 8.9.5. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 24 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektu.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 226 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

8.10. Testy sprawdzające

- 8.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób i zakres przeprowadzenia 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 jakiegokolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzania obiektowych testów sprawdzających. Operator systemu ma prawo uczestniczyć w przeprowadzeniu testów.
- 8.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:
- charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 227 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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:

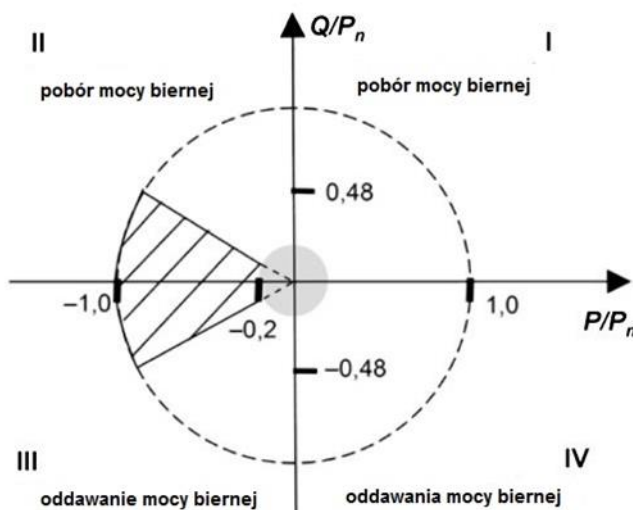
- a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez PGE Dystrybucja S.A. w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 228 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

i prądu od $\cos \varphi = 0,9_{\text{ind}}$ do $\cos \varphi = 0,9_{\text{poj}}$, 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:

- sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb Q(U)) jako tryb podstawowy,
- sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb $\cos \varphi$ (P)), jako tryb alternatywny,
- $\cos \varphi$ stałe, nastawiane w granicach od $\cos \varphi = 0,9_{\text{ind}}$ do $\cos \varphi = 0,9_{\text{poj}}$, 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.

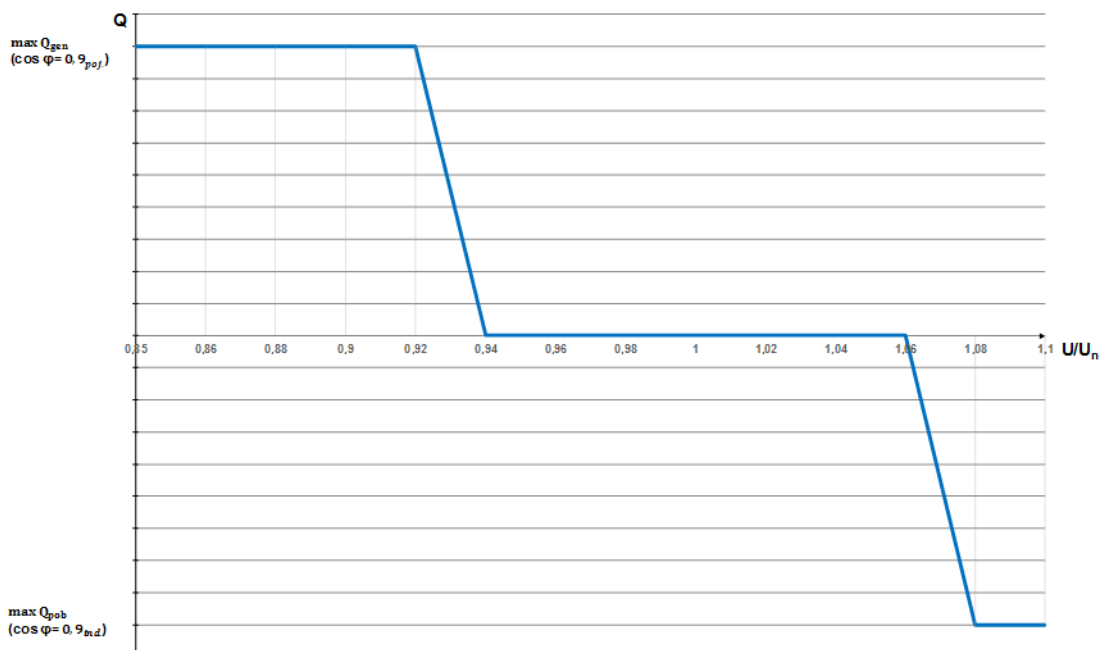
9.1.2.3. Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia - Q(U):

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

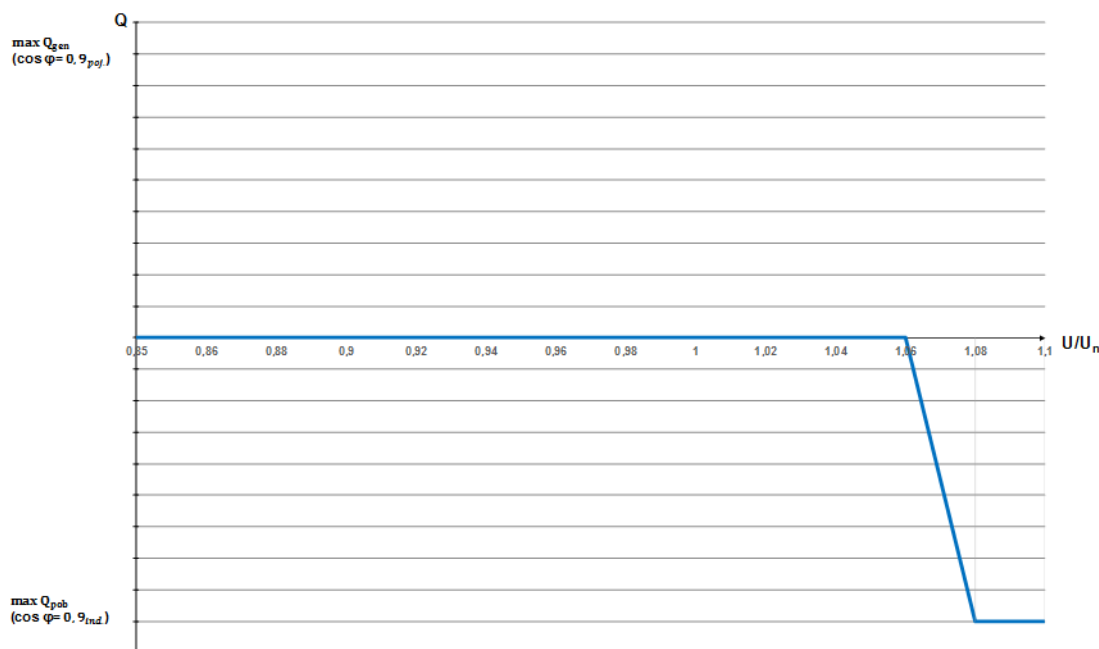
Charakterystyka Q(U) ma być konfigurowalna w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Zmiana charakterystyki wymaga uzgodnienia między PGE Dystrybucja S.A., a właścicielem mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 229 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

odpowieź 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.



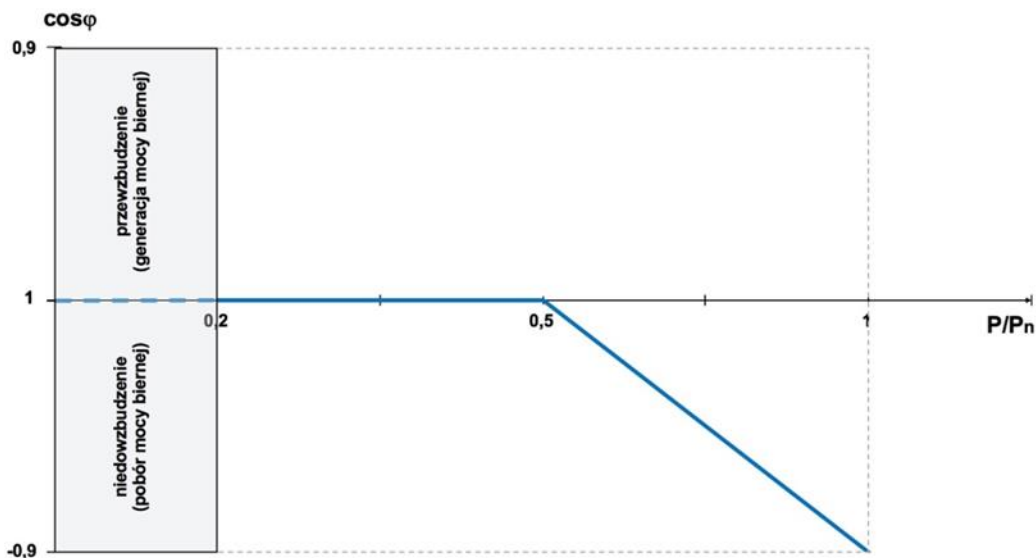
Rys. 4. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla mikroinstalacji podłączonych jednofazowo, wymagana przez PGE Dystrybucja S.A.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 230 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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

W trybie $\cos \varphi$ (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 $\cos \varphi$ 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 231 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

- 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 harmoniczných 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 233 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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 $\cos \varphi (P)$	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 energię 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)

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 234 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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 obniżyć moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 235 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

Załącznik Nr 2

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 236 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

SPIS TREŚCI

1.	WSTĘP	238
2.	OGŁĘDZINY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	238
3.	PRZEGLĄDY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	240
4.	OCENA STANU TECHNICZNEGO ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	241
5.	OGŁĘDZINY I PRZEGLĄDY INSTALACJI	241
6.	MODERNIZACJE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	241
7.	CZASOOKRESY OGŁĘDZIN URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH	242

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 237 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

1. WSTĘP

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

2. OGLĘDZINY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 238 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- h) czy na trasie linii kablowych nie zaistniały warunki mające wpływ na ich prawidłową eksploatację, m.in. czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.
- 2.6. Oględziny linii kablowych nN przeprowadza się w zakresie ich widocznych elementów, w szczególności złącz kablowych oraz połączeń z liniami napowietrznymi.
- 2.7. Oględziny stacji elektroenergetycznych przeprowadza się w czasookresach określonych w Rozdziale 7.
- 2.8. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w skróconym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
- a) stan i gotowość potrzeb własnych prądu przemiennego,
 - b) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
 - c) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
 - d) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
 - e) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
 - f) stan transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,
 - g) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemekhaniki,
 - h) działanie rejestratorów zakłóceń,
 - i) działanie systemów nadzoru pracy stacji,
 - j) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
 - k) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
 - l) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
 - m) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
 - n) poziom/ciśnienie/gęstość gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
 - o) stan ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
 - p) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych.
- 2.9. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
- a) spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych oględzin,
 - b) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
 - c) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
 - d) stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w zakresie określonym w instrukcji eksploatacji obiektu,
 - e) stan baterii kondensatorów,
 - f) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 239 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

- g) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczepów i układów automatyki łączeniowej,
- h) stan dróg, przejść i pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
- i) stan budynków, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych,
- j) stan ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
- k) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,
- l) działanie lokalizatorów uszkodzeń linii oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- m) kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej znajdującej się w stacji,
- n) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

3. PRZEGLĄDY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 3.1. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci.
- 3.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:
 - a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.3.,
 - b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne,
 - c) odrębnymi wymaganiami i przepisami,
 - d) konserwacje i naprawy.
- 3.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:
 - a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.5. oraz w pkt. 2.6.,
 - b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne,
 - c) konserwacje i naprawy.
- 3.4. Przegląd urządzeń stacji, w zależności od wyposażenia, obejmuje w szczególności:
 - a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.8. oraz w pkt.2.9.,
 - b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne,
 - c) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemechaniki i sygnalizacji oraz środków łączności,
 - d) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
 - e) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
 - f) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,
 - g) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
 - h) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,
 - i) konserwacje i naprawy.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 240 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

4. OCENA STANU TECHNICZNEGO ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 4.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.
- 4.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:
 - a) wyniki oględzin, badań, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
 - b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci,
 - c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
 - d) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,
 - e) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
 - f) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów eksploatacyjnych, napraw i modernizacji,
 - g) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,
 - h) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
 - i) warunki ochrony środowiska naturalnego.

5. OGŁĘDZINY I PRZEGLĄDY INSTALACJI

- 5.1. Właściciel instalacji odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji, zgodnie z odrębnymi wymaganiami i przepisami.
- 5.2. Oględziny instalacji przeprowadza się nie rzadziej niż co 5 lat, a w przypadkach gdy narażone są one na szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas ich użytkowania, nie rzadziej niż raz w roku, sprawdzając w szczególności:
 - a) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
 - b) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
 - c) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
 - d) stan ochrony przeciwporażeniowej i przeciwprzepięciowej,
 - e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
 - f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

6. MODERNIZACJE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 241 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

7. CZASOOKRESY OGLĘDZIN URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

L.p.	Urządzenia	Czasookresy oględzin
1	Linie napowietrzne o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV	Nie rzadziej niż raz w roku
2	Linii napowietrzne o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	Nie rzadziej niż raz na 5 lat
3	Linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV	Nie rzadziej niż raz w roku
4	Linie kablowe o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	Nie rzadziej niż raz na 5 lat
5	Stacje elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV ze stałą obsługą:	
	1. W skróconym zakresie.	1. Nie rzadziej niż raz na dobę.
	2. W pełnym zakresie.	2. Nie rzadziej niż raz na pół roku.
6	Stacje elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV bez stałej obsługi:	
	1. W skróconym zakresie.	1. Nie rzadziej niż raz na kwartał.
	2. W pełnym zakresie.	2. Nie rzadziej niż raz na pół roku.
7	Stacje elektroenergetyczne SN/SN i SN/nN wyposażone w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową współpracującą z wyłącznikami SN.	W pełnym zakresie nie rzadziej niż raz na rok.
8	Stacje elektroenergetyczne SN/nN:	
	1. Wnętrzowe.	1. Nie rzadziej niż raz na 2 lat.
	2. Napowietrzne.	2. Nie rzadziej niż raz na 5 lat.

Załącznik nr 3

Zawartość formularza powiadomienia PGE DYSTRYBUCJA S.A. przez Sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej

Pozycja nr	Zawartość
1.	Data powiadomienia.
2.	Miejscowość.
3.	Dane sprzedawcy:
3.1.	nazwa,
3.2.	kod nadany przez PGE Dystrybucja S.A. (w przypadku kiedy OSD nadał taki kod albo stosuje się kod nadany przez OSP).
4.	Nazwa sprzedawcy rezerwowego
5.	Dane URD (Odbiorcy):
5.1.	nazwa,
5.2.	kod pocztowy,
5.3.	miejscowość,
5.4.	ulica,
5.5.	nr budynku,
5.6.	nr lokalu,
5.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (przy czym nr paszportu dotyczy obcokrajowców).
6.	Dane punktu poboru:
6.1.	kod identyfikacyjny PPE, a w przypadku jego braku nr fabryczny licznika
6.2.	kod pocztowy,
6.3.	miejscowość,
6.4.	ulica,
6.5.	nr budynku,
6.6.	nr lokalu tego punktu poboru.
6.7.	nr działki (w przypadku braku administracyjnego numeru budynku)
7.	Data rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży/umowy kompleksowej.
8.	Planowana średnioroczna ilość energii elektrycznej objętej umową sprzedaży/umową kompleksową w podziale na poszczególne punkty PPE w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh – w przypadku nie podania tej wartości lub gdy podana wartość odbiega od historycznego zużycia zostanie ona określona przez PGE Dystrybucja S.A. i traktowana według takich samych zasad jak podana przez URD i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku PGE Dystrybucja S.A. nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości.
9.	Kod MB do którego ma być przypisany URD
10.	Imię, nazwisko oraz podpisy osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczną, bezpośrednią weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza).
11.	Parametry techniczne dostaw dot. umów kompleksowych
11.1.	Moc umowna
11.2.	Grupa taryfowa zgodnie z Taryfą OSD
11.3.	Miejsce rozgraniczenia własności
11.4.	Miejsce dostarczania energii

W przypadku powiadomienia o zawartej umowie kompleksowej z URD, dodatkowe informacje, które powinno zawierać powiadomienie, określa PGE Dystrybucja S.A. w SWI.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 243 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

Załącznik nr 4

Lista kodów, którymi PGE Dystrybucja S.A. informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych

Nr kodu	Objaśnienie
W-00	Weryfikacja pozytywna
W-01	Weryfikacja negatywna – brak kompletnego wypełnienia formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.2. IRiESD-Bilansowanie
W-02 (x)	Weryfikacja negatywna – błąd w formularzu powiadamiania w pozycji „x”
W-03	Weryfikacja negatywna – brak umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a URD
W-04	Weryfikacja negatywna – brak umowy dystrybucji pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a POB sprzedawcy
W-05	Weryfikacja negatywna – zmiana wybranego sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna – brak GUD lub GUD-K pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a danym Sprzedawcą
W-07	Weryfikacja pozytywna – konieczność dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych przez URDo lub URDw
W-08	Weryfikacje negatywna – brak lub błędne wskazanie POB lub MB
W-09	Weryfikacja negatywna - zgłoszenie umowy kompleksowej dotyczy PPE, dla którego nie jest możliwa realizacja umowy kompleksowej
W-10	Weryfikacja negatywna – inne (kod ten będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)

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, Piątница, 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, Fajslawice, Firlej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 245 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

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, Stężycza (powiat rycki), Strzyżewice, Sosnówka, Świdnik, Terespol, Trawniki, Tucza, Ulan-Majorat, Ułęż, Urzędów, Uścimów, Wąwolnica, Wilkołaz, Wilków (powiat opolski), Wisznice, Wołyn, 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, Żelów, 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, Chaśno, Cielądz, Czarnocin (powiat piotrkowski), Czarnożyły, Czerniewice, Dalików, Dłutów, Dmosin, Dobra (powiat turecki), Dobroń, Dobryszycze, Domaniewice, Druźbice, Drzewica, Działoszyn, Fałków, Gielniów, Głowno, Głuchów, Godzianów, Gomunice, Gorzkowice, Goszczanów, Gowarczów, Grabica, Grodzisk Mazowiecki, Iłów, Inowłódz, Jaktorów, Jeźów, Kamieńsk, Kampinos, Kawęczyn, Kiełczygłów, Kiernoza, Kleszczów, Klonowa, Kluczewsko, Kluki, Kobile Wielkie, Kocierzew Południowy, Kodrąb, Koluszki, Konopnica (powiat wieluński), Końskie, Kowiesy, Koźminek, Kruszyna, Lgota Wielka, Lipce Reymontowskie, Lisków, Lubochnia, Lutomiersk, Lututów, Ładzice, Łask, Łęczycza, Łęki Szlacheckie, Łowicz, Łubnice (powiat wieruszowski), Łyszkowice, Maków, Masłowice, Młodzieszyn, Mniszków,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 246 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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), Sadkowie, Sędziejowice, Siemkowice, Sieradz, Skierniewice, Skomlin, Sławno (powiat opoczyński), Słupia, Słupia (Konecka), Sochaczew, Sokolniki, Stryków, Strzelce Wielkie, Sulejów, Sulmierzyce, Szadek, Szczerców, Szczytniki, Świnice Warckie, Teresin, Tomaszów Mazowiecki, Tuszyn, Ujazd (powiat tomaszowski), Uniejów, Warta, Wartkowice, Widawa, Wielgomłyny, Wieluń, Wierzchlas, Wiskitki, Włoszczowa, Wodzierady, Wola Krzysztoporska, Wolbórz, Wróblew, Zadzim, Zapolice, Zduny (powiat łowicki), Zduńska Wola, Żelów, Żłoczew, Żabia Wola, Żarnów, Żelechlinek.

5. ODDZIAŁ RZESZÓW

Miasta:

Annapol, Baranów Sandomierski, Biecz, Błazowa, 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:

Annapol, Baćkowiec, Baligród, Baranów Sandomierski, Batorz, Besko, Białobrzegi (powiat łańcucki), Biecz, Błazowa, 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, Fryszak, Gawłuszowice, Głogów Małopolski, Godziszów, Gorzyce (powiat tarnobrzegi), Gościeradów, Grębów, Grodzisko Dolne, Haczów, Harasiuki, Hyżne, Iwaniska, Iwierzyce, Iwonicz-Zdrój, Janów Lubelski, Jarocin (powiat niżański), Jasienica Rosielna, Jasło, Jaślika, 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, Tryzdnik Duży, Tuszów Narodowy, Tyczyn, Tyrawa Wołoska, Ulanów, Ustrzyki Dolne, Wielopole Skrzyńskie, Wilczyce, Wiśniowa (powiat strzyżowski), Wojaszówka, Wojciechowice, Zagórz, Zaklików, Zaleszany, Zarszyn, Zawichost, Żołynia.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 247 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

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 białobrzegi), Bieliny, Bliżyn, Błędów, Bodzechów, Bodzentyn, Borkowice, Brody (powiat starachowicki), Busko-Zdrój, Charsznica, Chęciny, Chlewiska, Chmielnik (powiat kielecki), Chotcza, Chynów, Ciepeliów, Czarnocin (powiat kazimierski), Daleszyce, Drzewica, Działoszyce, Fałków, Garbatka-Letnisko, Gielnów, Głowaczów, Gniewosów, Gnojno, Gołcza, Goszczyn, Gowarczów, Górno, Gózd, Grabów nad Pilicą, Jasieniec, Grójec, Iłża, Imielno, Jastrząb, Jastrzębia, Jedlińsk, Jedlnia-Letnisko, Jędrzejów, Kazanów, Kazimierza Wielka, Kije, Klwów, Końskie, Koszyce, Kowala, Kozłów, Kozienice, Krasocin, Książ Wielki, Kunów, Lipsko, Łągów (powiat kielecki), Łączna, Łopuszno, Magnuszew, Małogoszcz, Masłów, Michałów, Miechów, Miedziana Góra, Mirów, Mirzec, Mniów, Mogielnica, Morawica, Nagłowice, Nowa Słupia, Nowe Miasto nad Pilicą, Nowy Korczyn, Odrzywół, Oksa, Oleśnica (powiat staszowski), Opatowiec, Orońsko, Pacanów, Pałecznicza, Pawłów, Piekoszew, Pierzchnica, Pińczów, Pionki, Pniewy (powiat grójecki), Policzna, Potworów, Promna, Przyłek, Przysucha, Przytyk, Raclawice, Radków (powiat włoszczowski), Radoszyce, Radzanów (powiat białobrzegi), Raków, Ruda Maleniecka, Rusinów, Rzecznów, Sędziszów, Sieciechów, Siemno, 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. ODDZIAŁ 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, Wyszaków, Zakroczym, Ząbki, Zielonka, Żelechów.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 248 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

Gminy:

Adamów (powiat łukowski), Baranowo, Baranów (powiat grodziski), Bielany, Błonie, Borowie, Brańszczyk, Brochów, Brok, Brwinów, Ceglów, Celestynów, Ceranów, Chorzele, Chynów, Czarnia, Czerwin, Czerwonka, Czosnów, Dąbrówka, Dębe Wielkie, Długosiodło, Dobrze (powiat miński), Domanice, Dzierzgowo, Garwolin, Goworowo, Góra Kalwaria, Górzno (powiat garwoliński), Grębków, Grodzisk Mazowiecki, Halinów, Izabelin, Jabłonna (powiat legionowski), Jabłonna Lacka, Jadów, Jaktorów, Jakubów, Jednorożec, Kadzidło, Kałuszyn, Kampinos, Karczew, Karniewo, Klembów, Kłoczew, Kołbiel, Konstancin-Jeziorna, Korczew, Korytnica, Kosów Lacki, Kotuń, Kozienice, Krasnosielec, 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, Rzańnik, Rzekuń, Rzewnie, Sabnie, Sadowne, Serock, Serokomla, Siedlce, Siennica, Skórzec, Sobienie-Jeziory, Sobolew, Sochaczew, Sokołów Podlaski, Somianka, Stanin, Stanisławów, Stare Babice, Stary Lubotyń, Sterdyń, Stężycza (powiat rycki), Stoczek, Stoczek Łukowski, Strachówka, Suchożebry, Sulejówek, Sypniewo, Szelków, Tarczyn, Teresin, Tuszcz, 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 łancucki), Białopole, Biłgoraj, Bircza, Biszcza, Błazowa, 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, Krasieczyn, Krasnobród, Krasnystaw, Kraśniczyn, Krynice, Krzywca, Księżpol, Kuryłówka, Laszki, Leśniowice, Leżajsk, Lubaczów, Lubycza Królewska, Łabunie, Łaszczów, Łopiennik Górny, Łukowa, Medyka, Miączyn, Mirze, Narol, Nielisz, Nozdrzec, Obsza, Oleszyce, Orły, Pawłosiów, Potok Górny, Pruchnik, Przemyśl, Przeworsk, Puchaczów, Rachanie, Radecznica, Radymno, Rejowiec, Rejowiec Fabryczny, Rokietnica (powiat jarosławski), Rożwienica, Ruda-Huta, Rudnik (powiat krasnostawski), Sawin, Siedliszcze, Sieniawa, Siennica Różana, Sitno, Skierbieszów, Sosnowica, Stary Brus, Stary Dzików, Stary Zamość, Stubno, Sułów, Susiec, Szczebrzeszyn, Tarnawatka, Tarnogród, Telatyn, Terespol, Tomaszów Lubelski, Trawniki, Tryńcza, Trzeszczany, Turobin, Tyrawa Wołoska, Tyszowce,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 249 / 251
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)	Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.

Uchanie, Ulhówek, Urszulin, Ustrzyki Dolne, Werbkowice, Wiązownica, Wielkie Oczy, Wierzbica (powiat chełmski), Włodawa, Wojsławice, Wola Uhruska, Wiryki, Wysokie, Zakrzew (powiat lubelski), Zamość, Zarzecze, Zwierzyniec, Żmudź, Żółkiewka, Żurawica.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 250 / 251</i>
<i>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)</i>	<i>Data obowiązywania od: 20 lutego 2023r.</i>

Załącznik nr 7

Karta aktualizacji nr

1. Data wejścia w życie aktualizacji:

.....

2. Przyczyna aktualizacji:

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

3. Numery punktów IRiESD podlegających aktualizacji:

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

4. Nowe brzmienie zaktualizowanych punktów IRiESD:

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

Podpisy osób

zatwierdzających

aktualizację IRiESD

.....

.....

.....