

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r.

Tekst jednolity uwzględniający zmiany wprowadzone:

- *Kartą Aktualizacji nr B/1/2017 IRiESD z dnia 30 maja 2017 r.*
- *Kartą Aktualizacji nr B/1/2019 IRiESD z dnia 21 października 2019 r.*
- *Kartą Aktualizacji nr B/2/2019 IRiESD z dnia 8 listopada 2019 r.*
- *Kartą Aktualizacji nr B/3/2019 IRiESD z dnia 21 października 2019 r.*
- *Kartą Aktualizacji nr B/4/2019 IRiESD z dnia 21 października 2019 r.*
- *Kartą Aktualizacji nr B/5/2019 IRiESD z dnia 22 listopada 2019 r.*
- *Kartą Aktualizacji nr B/1/2022 IRiESD z dnia 27 grudnia 2022 r.*
- *Kartą Aktualizacji nr B/1/2024 IRiESD z dnia 22 stycznia 2024 r.*
- *Kartą Aktualizacji nr B/2/2024 IRiESD z dnia 12 marca 2024 r.*

Tekst jednolity obowiązujący od dnia: 12 kwietnia 2024 r.



*Niniejsza Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
została przyjęta przez Zarząd Towarzystwa Inwestycyjnego „Elektrownia – Wschód” S.A.*

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 2 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Spis treści

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	7
I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE	7
I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	15
I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ TIEW S.A.	16
I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO..	17
II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ TIEW S.A.....	20
II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA	21
II.2. ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH, KTÓRYCH SIECI DYSTRYBUCYJNE POSIADAJĄ BEZPOŚREDNIE POŁĄCZENIE Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ.....	35
II.3. ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	37
II.4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH.....	42
II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO TIEW S.A. PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	71
II.6.	77
ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ.....	77
III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI.....	77
III.1. PRZEPISY OGÓLNE	77
III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI	79
III.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI.....	82
III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH PRZYŁĄCZONYCH BEZPOŚREDNIO DO SIECI PRZESYŁOWEJ.....	82
III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA	84
III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH	85
III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH.....	86
III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO.....	87
III.9. OCHRONA PRZECIWPÓŻAROWA	87
III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH.....	87
III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC	88
IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	88
IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE	88
IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	90
IV.3. WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	90
V. WSPÓŁPRACA TIEW S.A. Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU.....	107

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 3 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	109
VI.1. OBOWIĄZKI TIEW S.A.....	110
VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH TIEW S.A.....	111
VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	112
VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ.....	113
VI.5. UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	113
VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	114
VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE	116
VI.8. ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	117
VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO TIEW S.A.	117
VI.10. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	119
VI.11. WYMIANA DANYCH DOTYCZĄCYCH PROGNOZOWANIA.....	120
VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ TIEW S.A.	121
VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU ..	122
VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	122
VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	125
VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMO ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ 126	
VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	131
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI ...	133
A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE.....	134
A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE	134
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY.....	135
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO	136
A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA ..	140
A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH	144
A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSD _N Z OSD _P W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM	149
A.7.	152
ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ DLA URD, KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY KOMPLEKSOWE.....	152
A.8.	156
ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD, KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI.....	156
A.9.	159
ZASADY WYMIANY INFORMACJI	159
A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ	160
B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD.....	173
C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH.....	177

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 4 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

C.1.	WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH	177
C.2.	ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	183
D.	PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY	185
D.1.	WYMAGANIA OGÓLNE.....	185
D.2.	ZASADY POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ.	187
D.3.	PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo.....	188
E.	ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO.....	189
F.	ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	192
G.	ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI I UDOSTĘPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	194
H.	POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE	194
	SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.....	202
I.	OZNACZENIA SKRÓTÓW	203
II.	POJĘCIA I DEFINICJE	207

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 5 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Załączniki:

Załącznik nr 1	Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej	Str.230
Załącznik nr 2	Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez TIEW S.A.	Str. 264
Załącznik nr 3	Zakres informacji zawartych w formularzu powiadomienia TIEW S.A. przez sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej	Str. 273
Załącznik nr 4	Lista kodów którymi TIEW S.A. informuje sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej	Str. 275
Załącznik nr 5	Istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami	Str. 276

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 6 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1.1. Towarzystwo Inwestycyjne „Elektrownia - Wschód” Spółka Akcyjna (zwana dalej TIEW 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. TIEW S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn, zwany również dalej OSDn) prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną TIEW S.A.”), zgodnie z niniejszą IRiESD.

I.1.3. IRiESD spełnia w szczególności wymagania:

- 1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (Dz.U. z 2022 r., poz. 1385 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
- 2) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE” (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093),
- 3) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz.U. z 2022 r., poz. 1378 z późn. zmianami),
- 4) koncesji TIEW S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/268/4399/W/2/2004/MS wraz z późn. zmianami,
- 5) decyzji z dnia 26 sierpnia 2011 roku znak DPE-4711-174(6)/2011/4399/ŁG Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczającej Spółkę TIEW S.A. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji,
- 6) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP),
- 7) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2023 r., poz. 682),
- 8) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz.U. z 2022 r., poz. 1510 z późn. zmianami),
- 9) Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej TIEW S.A.,
- 10) zawarte w:
 - a) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r. z późn. zmianami) - EB GL,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 7 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- b) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r. z późn. zmianami) - NC RfG,
- c) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016 r.) - NC DC,
- d) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241/1 z 8.9.2016 r.) - NC HVDC,
- e) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.8.2017 r. z późn. zmianami) - SO GL,
- f) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312/54 z 28.11.2017 r. z późn. zmianami) - NC ER;

zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”,

- 11) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy” (Dz.U. z 2021 r. poz. 1854 z późn. zmianami),
- 12) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2023 r., poz. 875);
- 13) IRiESP-OIRE.

- I.1.4. Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD – TIEW 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 opracowane na podstawie Kodeksów sieci.
- I.1.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych TIEW 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 TIEW S.A. w szczególności dotyczące:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 8 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 1) przyłączenia urządzeń wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, oraz linii bezpośrednich,
- 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
- 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,
- 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
- 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
- 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- 9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- 10) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej,
- 11) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- 12) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.

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

I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

- 1) operatorów systemów dystrybucyjnych,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 9 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- 4) przedsiębiorstwa obrotu,
- 5) sprzedawców,
- 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- 7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6),
- 8) posiadacza magazynu energii elektrycznej,

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESD-PGE S.A. oraz 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 zapisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego OSD-PGE S.A., w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,
- 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
- 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 10 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,

- 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,
- 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,
- 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
- 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
 - 9a) 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 za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego OSDp,
 - 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 11 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,
- f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
 - aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
 - wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej;
- 10) współpracę z OSDp oraz 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,
- 11) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
- 12) stosowanie się do warunków współpracy z OSDp w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,
- 13) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu dystrybucyjnego przesyłowego elektroenergetycznego OSDp przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV.
- 14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego OSDp w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV.
- 15) 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, dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 12 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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, TIEW 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 TIEW S.A. i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do KSE.
- I.1.11. TIEW S.A. ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań zgodnie z obowiązującym prawem.
- I.1.12. TIEW S.A. nie ponosi odpowiedzialność za skutki działań lub skutki zaniechania działań innych operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych.
- I.1.13. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
 - 2) rozwiązanie z TIEW S.A. umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- I.1.14. TIEW 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. W zależności od potrzeb, TIEW S.A. przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.
- I.1.18. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 13 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- I.1.19. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.20. W przypadku zmiany IRiESD w trybie wydania Karty aktualizacji zawiera ona specyfikację zmian IRiESD.
Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.
- I.1.21. TIEW S.A. opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej. Wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, TIEW S.A. publikuje na swojej stronie internetowej komunikat informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz terminie przewidzianym na konsultacje. Dodatkowo, TIEW S.A. publikuje dokument wyjaśniający, zawierający informację o przedmiocie i przyczynie wprowadzanych zmian, a także o planowanym terminie ich wejścia w życie.
- I.1.22. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od dnia opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.23. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje zmian IRiESD, TIEW S.A.:
a) dokonuje analizy otrzymanych uwag i propozycji,
b) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informacje o sposobie ich uwzględnienia oraz w uzasadnionych przypadkach, zestawienie własnych uzupełnień lub korekt, których potrzeba wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag i propozycji użytkowników systemu lub jeżeli mają one charakter redakcyjny bądź pisarski, lub polegają na usunięciu oczywistej omyłki,
c) opracowuje nową wersję IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi i propozycje oraz ewentualne korekty TIEW S.A., zgodnie z informacjami przedstawionymi w raporcie z procesu konsultacji,
d) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia nową wersję IRiESD albo Kartę aktualizacji oraz przekazuje dokument wyjaśniający i raport z procesu konsultacji,
e) publikuje na swojej stronie internetowej komunikat o przedłożeniu Prezesowi URE nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, dokument wyjaśniający i raport z procesu konsultacji.
- I.1.24. IRiESD lub Kartę aktualizacji przedłożoną do zatwierdzenia przez Prezesa URE oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, TIEW S.A. publikuje na swojej stronie internetowej.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 14 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

- I.1.25. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci TIEW S.A. lub korzystający z usług świadczonych przez TIEW 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.1.26. Odpowiedzialność TIEW S.A. oraz sprzedawców za niewykonanie bądź niewłaściwe wykonanie obowiązków wynikających z IRiESD jest określona w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.5. IRiESD-Bilansowanie.
- I.1.27. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym regulowanym w TCM, stąd:
- 1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, TIEW S.A. podejmie działania mające na celu wyeliminowanie tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRiESD,
 - 2) w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESD, odstępstwa od stosowania przepisów Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.
- I.1.28. Postanowienia IRiESD w zakresie w jakim dotyczą Prosumenta wirtualnego wchodzi w życie z dniem 2 lipca 2024 r.

I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- I.2.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej.
- I.2.2. TIEW 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>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 15 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- I.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo energetyczne wraz z aktami wykonawczymi, IRiESD oraz taryfy TIEW S.A. zatwierdzonej przez Prezesa URE.
- I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ TIEW S.A.**
- I.3.1. Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:
- ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania,
 - parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- I.3.2. TIEW S.A. świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:
- 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,
 - instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy albo system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców innych niż wytwarzający energię w mikroinstalacji,
 - powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej formie,
 - niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
 - przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę,
 - 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,
 - opracowuje, aktualizuje i udostępnia standardowe profile zużycia energii elektrycznej,
 - opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 16 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- I.3.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.
Przyłączenie mikroinstalacji do sieci może nastąpić na podstawie zgłoszenia albo na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zgodnie z Ustawą OZE.
- I.3.4. TIEW 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 OSDp oraz 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.
- 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. TIEW 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>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 17 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku TIEW S.A. opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej
- I.4.3. TIEW S.A. opracowuje i zapewnia realizację programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tego programu, zwanego programem zgodności.
- I.4.4. W ramach standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, TIEW S.A. stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
 - bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
 - udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,
 - 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 TIEW S.A.,
 - odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy TIEW S.A.,
 - rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,
 - na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów.
 - udziela bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 18 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 TIEW 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 – niniejsze postanowienie stosuje się od dnia 19 czerwca 2022 r.,
 - 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. TIEW S.A.:
- 1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego,
 - 2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie oraz przepisach wydanych na jej podstawie – niniejsze postanowienie stosuje się od dnia 19 czerwca 2022 r.,
 - 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. TIEW 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 odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci TIEW 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). TIEW 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>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 19 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- I.5.1. TIEW S.A. prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:
- 1) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
 - 2) stanowiących część sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
 - 3) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej TIEW 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 10 MW.
- I.5.3. TIEW S.A. wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt I.5.4.
- W przypadku gdy właściwym do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., może być więcej niż jeden Operator, wpisu do tego rejestru dokonuje Operator wybrany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.
- I.5.4. W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci TIEW S.A., posiadacz tego magazynu przekazuje TIEW 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 TIEW 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 TIEW 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. TIEW S.A. aktualizuje dane w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 20 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

- II.1.1. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez TIEW S.A. albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w punkcie II.1.19.
- II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., z wyłączeniem mikroinstalacji przyłączanych na podstawie zgłoszenia, obejmuje:
- 1) pozyskanie przez podmiot od TIEW 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 TIEW S.A., wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez TIEW S.A. Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym,
 - 3) w przypadku wniosku dla mikroinstalacji, sporządza się go na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 21 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Europejskim Obszarze Gospodarczym, lub osobiście w siedzibie TIEW S.A. – w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci papierowej.

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 22 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 niezupełniony lub niepoprawiony w terminie wyznaczonym przez TIEW S.A. pozostawia się bez rozpatrzenia.

- 9) TIEW S.A. na żądanie wnioskodawcy, potwierdza w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, określając w szczególności datę jego złożenia,
- 10) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem:
 - a) przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
 - b) przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub
 - c) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
 - d) przyłączanej jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW, lub
 - e) przyłączanej instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW,

TIEW S.A. zapewnia sporządzenie ekspertyzy, w tym także na żądanie Prezesa URE.

- 11) wydanie przez TIEW 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. TIEW S.A. zastrzega

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 23 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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) zawarciu przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. urządzeń wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia TIEW S.A. Wniosek dostępny jest: na stronie internetowej www.tiew.pl, oraz w siedzibie Spółki.
- II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej zawierają co najmniej taki zakres informacji, jaki wzór wniosku ustalony przez OSP.
- II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3 należy załączyć:
- dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
 - 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 24 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

2018 r., poz. 1537, 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.

- d) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
- e) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
- f) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,
- g) pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu,
- h) bilans mocy dla obiektów wielolokalowych zgodnie z załączonym do wniosku szablonem.

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

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.8. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku o którym mowa w pkt. II.1.3. określa TIEW S.A. które zawierają w szczególności:

- 1) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 25 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 2) miejsce rozgraniczenia własności sieci TIEW S.A. i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego
- 3) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy 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:
 - 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 26 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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. TIEW 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.

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 TIEW 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 TIEW 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 TIEW S.A. W przypadku rezygnacji z warunków przyłączenia tracą one ważność z dniem poinformowania TIEW S.A. o rezygnacji z ich realizacji.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 27 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- II.1.12. Wraz z określonymi przez TIEW S.A. warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.13. Warunki przyłączenia dla urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej, połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV, wymagają uzgodnienia z OSP.
- 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 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.1.7. i II.1.13 obejmuje:
- 1) uzgodnienie założeń oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,
 - 2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.
- W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie zapisy IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci – pkt. 2.2.1.4. Uzgadnianie warunków przyłączenia do sieci oraz zakresu i warunków wykonania ekspertyzy.
- II.1.15. Uzgodnienie warunków przyłączenia, o którym mowa w pkt. II.1.7. i II.1.13 jest realizowane po przekazaniu przez TIEW S.A do Operatora systemu dystrybucyjnego, projektu tych warunków wraz z dokumentami określonymi w IRiESP oraz 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 TIEW 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, TIEW S.A

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 28 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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, TIEW S.A. powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia:

- 1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, TIEW S.A. wydaje warunki przyłączenia;
- 2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, TIEW 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 TIEW S.A. odmówi przyłączenia do sieci dystrybucyjnej z braku ekonomicznych warunków przyłączenia, o których mowa w ustawie Prawo Energetyczne, za przyłączenie do sieci TIEW 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 TIEW 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 TIEW S.A., po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci.

Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi TIEW 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.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 29 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

TIEW 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 do kontaktu oraz adres korespondencyjny,
 - 2) dane dotyczące lokalizacji obiektu w którym zainstalowano mikroinstalację, w tym numer licznika lub kod punktu poboru energii (PPE),
 - 3) rodzaj mikroinstalacji,
 - 4) moc zainstalowaną elektryczną,
 - 5) moc znamionową falownika po stronie AC - w przypadku przyłączenia poprzez falownik,
 - 6) typ instalacji, w której ma być zainstalowana mikroinstalacja,
 - 7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,
 - 8) oświadczenie, że mikroinstalacja jest wybudowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz spełnia wymogi techniczne i eksploatacyjne zawarte w art. 7a Ustawy,
 - 9) oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej o treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań,
 - 10) planowany termin przyłączenia,
 - 11) potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.
- II.1.21. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:
- 1) Prosumentem,
 - 2) przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców - zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców” (Dz. U. z 2019 r., poz. 1292 z późn. zmianami) niebędącego Prosumentem,
- informuje TIEW S.A. o terminie przyłączenia mikroinstalacji, w zgłoszeniu przyłączenia mikroinstalacji o którym mowa w pkt II.1.19., nie później niż w

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 30 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci TIEW S.A.

- II.1.22. Wytwórca, o którym mowa w pkt II.1.21., lub Reprezentant prosumentów, o którym mowa w pkt II.1.41. i II.1.42., informuje TIEW S.A. o:
- 1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji, małej instalacji lub magazynu energii elektrycznej lub ich łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany;
 - 2) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub w małej instalacji – w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji.
- II.1.23. Zapisów pkt II.1.21. i II.1.22. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytwarzających energię z biogazu rolniczego niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi.
- II.1.24. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji producentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności lub wytwórca będący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność, o której mowa powyżej, nie później niż na 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., pisemnie informuje TIEW 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 TIEW S.A. o:
- 1) zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia zmiany;
 - 2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej;
 - 3) terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.
- II.1.26. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez TIEW S.A. realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.27. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. powinna zawierać co najmniej:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 31 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 TIEW 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 TIEW 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 TIEW 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. TIEW 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 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 TIEW S.A. są regulowane postanowieniami umów. Połączenia międzysystemowe na napięciu 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP wyłącznie w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie jednostek wytwórczych lub

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 32 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 TIEW 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 TIEW S.A. przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.33. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej TIEW 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 TIEW S.A., wskazane przez TIEW S.A. podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują TIEW S.A. dane określone w Art. 16 ust. 3a ustawy Prawo energetyczne.
- II.1.35. OSP prowadzi Centralny rejestr 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 TIEW 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 TIEW 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 TIEW S.A., obowiązkiem wytwórcy jest informowanie TIEW S.A. o zgłoszeniu do zarejestrowania mocy osiągalnej i zainstalowanej lub o zgłoszeniu zmiany danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych. Informowanie TIEW S.A. odbywa się poprzez przesłanie do TIEW S.A. kopii zgłoszenia, o którym mowa w pkt II.1.37.
- II.1.39. Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny może przypisać do jednego PPE, w którym pobiera energię elektryczną, moc zainstalowaną elektryczną instalacji

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 33 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

odnawialnych źródeł energii, która nie przekracza mocy umownej ustalonej dla tego punktu poboru energii, nie większą niż 50 kW.

- II.1.40. Moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w pkt II.1.39., ustala się na podstawie:
- 1) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego;
 - 2) udziału w mocy zainstalowanej elektrycznej przysługującej:
 - a) Prosumentowi zbiorowemu lub
 - b) Prosumentowi wirtualnemu.
- II.1.41. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, informuje TIEW S.A., do sieci którego ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie jej przyłączenia, lokalizacji przyłączenia, rodzaju odnawialnego źródła energii lub magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci TIEW S.A., zgodnie z zasadami określonymi w pkt II.1.19. dotyczącymi zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji. W przypadku mikroinstalacji wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego, jej przyłączenie w trybie opisanym w zdaniu pierwszym może zostać zrealizowane jedynie, jeżeli w miejscu przyłączenia tej mikroinstalacji istnieje już przyłącze do sieci dystrybucyjnej i moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa niż moc określona w wydanych warunkach przyłączenia dla tego przyłącza.
- II.1.42. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z TIEW S.A. umowę o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, w tym umowę o przyłączenie do sieci mikroinstalacji - jeżeli nie jest możliwe zastosowanie do mikroinstalacji procedury określonej w pkt II.1.41.
- II.1.43. Zapisy pkt II.1.41. oraz II.1.42. stosuje się również w przypadku, gdy właścicielem lub zarządcą mikroinstalacji lub małej instalacji wykorzystywanych przez Prosumenta zbiorowego lub instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego jest podmiot niebędący tym Prosumentem zbiorowym lub Prosumentem wirtualnym.
- II.1.44. Reprezentant prosumentów przekazuje TIEW S.A., do sieci którego przyłączana jest instalacja odnawialnego źródła energii, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z tej instalacji, zgłoszenie instalacji odnawialnego źródła energii zawierające informację o:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 34 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

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

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

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

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

- 1) strony zawierające umowę,
- 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
- 3) termin realizacji przyłączenia,
- 4) wysokość opłaty za przyłączenie i zasady rozliczeń,
- 5) zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia,
- 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
- 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 35 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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.

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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 36 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 TIEW S.A. określone w niniejszym rozdziale obowiązują TIEW S.A. oraz podmioty odłączane.
- II.3.1.2. TIEW S.A. może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. w następujących przypadkach:
- złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - przyczynę odłączenia,
 - proponowany termin odłączenia.
- II.3.1.4. TIEW S.A. ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez TIEW S.A. o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu TIEW S.A. informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci o których mowa w pkt. II.3.1.9.
- II.3.1.5. TIEW S.A. dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiającym odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. uzgadnia z TIEW S.A. tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. TIEW S.A. uzgadnia z sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 37 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- II.3.1.7. TIEW S.A. uzgadnia z OSDp odłączenie podmiotów o których mowa w pkt.II.1.15.
- II.3.1.8. W uzasadnionych przypadkach, TIEW S.A. sporządza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., określając w szczególności:
- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - b) termin odłączenia,
 - c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony TIEW 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 TIEW 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. TIEW S.A. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w pkt.II.1.28, TIEW S.A. stwierdzi, że:
- a) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
 - b) nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej.
- lub też w przypadku nieuzasadnionej odmowy odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.3.2.2. TIEW 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. TIEW S.A. na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli według oświadczenia sprzedawcy, odbiorca zwleka z

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 38 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 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. TIEW 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. TIEW S.A. jest obowiązany 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.

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

TIEW S.A. wstrzymuje i wznowia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu i LSPR zgodnie z poleceniami inicjowanymi bezpośrednio w LSPR.

- 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 TIEW 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 TIEW S.A. odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez TIEW S.A. informacji, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy może spowodować bezpośrednie zagrożenie życia,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 39 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

zdrowia lub środowiska (a w szczególności uniemożliwi pracę aparatury wspomagającej funkcje życiowe lub pracę urządzeń zapobiegających przed wystąpieniem niekontrolowanej reakcji chemicznej) - TIEW 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, TIEW 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, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 40 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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., TIEW 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 TIEW S.A. wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku TIEW 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. TIEW 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 TIEW S.A., TIEW S.A. 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 TIEW S.A. i sprzedawcą odbywa się w sposób określony w pkt. A.9.
- II.3.2.17. W przypadku, gdy odbiorca wrażliwy energii elektrycznej złoży wniosek do TIEW S.A. o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo- rozliczeniowego, TIEW 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 TIEW S.A.
- II.3.2.18. TIEW 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:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 41 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- a) odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej,
- b) odbiorcy w gospodarstwie domowym, jeżeli ten odbiorca lub członek jego gospodarstwa domowego jest osobą objętą opieką długoterminową domową, w związku z przewlekłą niewydolnością oddechową, wymagającą wentylacji mechanicznej, w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca oraz w soboty, w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni poprzedzające te dni. W okresie oraz w dniach wskazanych w zdaniu poprzednim sprzedawca nie może żądać wstrzymania dostarczania energii elektrycznej odbiorcom, o których mowa w lit. a) i b).

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

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

II.4.1. Wymagania ogólne

II.4.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych TIEW S.A. urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 42 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 TIEW 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 nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji.
- II.4.1.6. Dostosowanie urządzeń do wymagań technicznych, o którym mowa w punkcie II.4.1.5. należy zrealizować do dnia 31.12.2015 r.
- II.4.1.7. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci określają przepisy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r., z późn. zm., zwane dalej „rozporządzeniem 2019/943”), przepisy wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, postanowienia TCM przyjętych na podstawie rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, załącznik nr 1 do Rozporządzenia systemowego oraz niniejsza IRiESD.
- II.4.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców**
- II.4.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.
- II.4.2.2. TIEW S.A. określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci, SN i nN, dla podmiotów przyłączonych do sieci na napięciu 110kV warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej określa OSDp. przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w koordynowanej sieci 110 kV

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 43 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

są obliczane przez operatora systemu przesyłowego lub OSDp w uzgodnieniu z OSP.

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

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.4.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do skoordynowanej 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 TIEW S.A., z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.

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

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

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

II.4.4. Wymagania techniczne dla oraz linii bezpośrednich

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 44 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- II.4.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winny odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt.II.1.
- II.4.4.3. TIEW S.A. może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt.II.4.4.2.
- II.4.4.4. 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. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt.II.4.7.
- II.4.4.6. W uzasadnionych przypadkach TIEW S.A. może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne, związane z przyłączaniem linii bezpośrednich.
- II.4.4.7. TIEW S.A. może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu 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 TIEW 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 budowanych, czynnych i modernizowanych, w tym obiektów podmiotów przyłączanych i przyłączonych.
- II.4.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez TIEW S.A. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez TIEW 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 45 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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. TIEW S.A. określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.1.6. TIEW S.A. dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych,. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.
- II.4.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- II.4.5.1.8. Nastawy EAZ powinny zapewniać jak najkrótsze czasy wyłączania zakłóceń przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstrojenia 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.
- II.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 46 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 TIEW 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 za pośrednictwem OSDp
- II.4.5.2.1.2. Zabezpieczenia linii 110kV działają na wyłączenie zgodnie z realizowaną funkcją i z zadany programem pracy.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 47 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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

II.4.5.2.2. Wymagania szczegółowe dla linii 110 kV

II.4.5.2.2.1. Linie blokowe wyposaża się w:

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

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

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

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

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

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

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

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

- 1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 48 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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

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

II.4.5.2.3.1. Jeśli GPO sąsiaduje terenowo ze stacją TIEW 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 49 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

- II.4.5.2.5.2. Do kontroli wyłączenia się wyłącznika dla celów LRW należy stosować kryterium prądowe i wyłącznikowe, przy wykorzystaniu dwóch styków pomocniczych bezpośrednio z wyłącznika, a w uzasadnionych przypadkach tylko jednego z ww. kryteriów.
- II.4.5.2.5.3. Wyłączenie odpowiedniego systemu lub sekcji szyn, powinno być poprzedzone dodatkowym impulsem wyłączającym z elementu układu LRW przypisanego polu, w którym nastąpiło zawiedzenie wyłącznika.
- II.4.5.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn
- II.4.5.2.6.1. Łączniki szyn w stacjach systemowych 110 kV wyposażać należy w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola:
- 1) rozcinające jako podstawowe,
 - 2) komplet zabezpieczeń umożliwiających realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola (rezerwacja pól odpływowych, transformatorowych i blokowych) przy użyciu pola łącznika szyn.
- II.4.5.2.6.2. Łączniki szyn w innych stacjach niż systemowe, jeśli w skład ich wyposażenia wchodzi wyłącznik, można wyposażać w EAZ stosownie do funkcji i ważności.

II.4.5.3. Wymagania dla transformatorów

- II.4.5.3.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w:
- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciowe, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
 - 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
 - 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
 - 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi, gazowo-podmuchowe przełącznika zaczepów oraz inne przewidziane przez producenta.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 50 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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

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

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

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

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

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

II.4.5.4. Wymagania dla sieci SN

II.4.5.4.1. Wymagania ogólne

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 51 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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 automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:

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

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 52 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

II.4.5.4.2. Wymagania dla linii SN

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

- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i 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 TIEW 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 ma 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 53 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

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

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

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

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

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 54 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 zwłoczno 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 zwłoczno oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji określa OSD:
- 1) dla transformatorów dwuzwojennych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
 - 2) dla transformatorów trójzwojennych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron.
- II.4.5.4.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej
- II.4.5.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:
- 1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznnych,
 - 2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
 - 3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
 - 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.
- II.4.5.4.4.2. Każde wyłącznie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.
- II.4.5.4.5. Wymagania dla łączników szyn

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 55 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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 ma 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 mają być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie ma zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
- 2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN,

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

II.4.5.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.4.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- 1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozproszaniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie wolno instalować w rozdzielniach SN GPO. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
- 2) **SCO należy stosować w uzgodnieniu z TIEW S.A.,**
- 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta ma 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 ma odłączać

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 56 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,

5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania.

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

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

II.4.5.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

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

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

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

- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
- 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. TIEW 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 TEW S.A. lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t=f(U)$ podaną w Załączniku nr 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 57 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- 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 zwarc 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 TIEW S.A. 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. TIEW 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 58 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- II.4.5.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego TIEW S.A., a tym samym utrzymywania tych elementów w należytych stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z TIEW S.A. w szczególności podmiotom tym zabrania się:
- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
 - 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
 - 3) zmiany nastaw i sposobu działania.
- II.4.5.6.3. TIEW 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 TIEW 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 TIEW S.A. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.6.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje. Należy dążyć do wyposażenia w układy telemechaniki stacji elektroenergetycznych z obsługą.
- II.4.6.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:
- a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 59 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

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

- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- b) Telesygnalizację:
 - stanu położenia łączników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.
- c) Telemetrię:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 60 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 TIEW S.A. co najmniej następujące informacje:

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

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

- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- b) Telesygnalizację:
 - stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uzemienników,
 - 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 61 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 OSDp podstawowo jest stosowany protokół DNP3.
- II.4.6.10. Do przekazywania danych pomiędzy systemami SCADA OSDp i TIEW S.A służą łącza TCP/IP i protokół komunikacyjny DNP3.

II.4.7. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych

II.4.7.1. Wymagania ogólne

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

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

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

- II.4.7.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację i/lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) i/lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiarów (świadectwo wzorcowania). Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie zgodnie z obowiązującymi normami, przepisami. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 62 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do TIEW S.A. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokółów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami, przepisami. Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

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

II.4.7.1.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

- 1) wykorzystywane do rozliczeń za energię elektryczną, za usługi dystrybucji energii elektrycznej lub za usługi systemowe instaluje się:
 - a) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów – w przypadku ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 110 kV,
 - b) po stronie 110 kV transformatorów 110 kV/SN lub w polach liniowych 110 kV, stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci – w przypadku innych podmiotów przyłączonych do sieci 110 kV,
 - c) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,
 - d) w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej oraz na zaciskach wejściowych lub wyjściowych magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW,
 - e) po stronie napięcia sieci, do której dany podmiot jest przyłączony – w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,
 - f) w miejscu przyłączenia ogólnodostępnej stacji ładowania do sieci dystrybucyjnej,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 63 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- g) w miejscu przyłączenia punktu ładowania należącego do odbiorcy końcowego oraz w budynku mieszkalnym wielorodzinnym – w przypadku, gdy odbiorca końcowy posiada tytuł prawny do lokalu, w tym budynku i stanowisko postojowe do wyłącznego użytku oraz zgodę zarządcy nieruchomości lub zarządu wspólnoty lub spółdzielni, lub osoby sprawującej zarząd nad nieruchomością na instalację punktu ładowania,
- h) w przypadku, gdy magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej lub instalacji odnawialnego źródła energii niebędącej mikroinstalacją, lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, w miejscu przyłączenia odpowiednio magazynu energii elektrycznej do:
- jednostki wytwórczej lub
 - instalacji odnawialnego źródła energii, lub
 - hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii;
- jako miejsce przyłączenia magazynu energii elektrycznej należy rozumieć zaciski wejściowe lub wyjściowe magazynów energii elektrycznej;
- 2) wykorzystywane do rozliczeń prowadzonych w ramach bilansowania systemu elektroenergetycznego i wymiany międzysystemowej instaluje się w miejscach połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD na napięciu SN i nN;
- 3) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii instaluje się:
- a) w przypadku wytwórców, dla których jest wymagane potwierdzenie przez TIEW S.A. ilości energii elektrycznej niezbędnej do posiadania uprawnień wynikających z systemów wsparcia w rozumieniu przepisów odrębnych, w miejscach określonych w tych przepisach,
- b) po stronie nN transformatora w stacjach elektroenergetycznych TIEW S.A. transformujących napięcie SN/nN,
- c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne TIEW S.A. związane z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej;
- 4) w pozostałych przypadkach – w miejscu wskazanym w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 64 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

- II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., będące Uczestnikami Rynku Bilansującego, instalują układy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESP.
- II.4.7.1.6. TIEW S.A. wraz z OSDp/OSP uzgadniają wspólnie protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z uwzględnieniem uwarunkowań prawnych i postanowień IRiESP, dla potrzeb transmisji danych do OSP oraz zabezpieczenia przed ich utratą.
- II.4.7.1.7. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli się na:
- a) kategoria B3 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 5 MW,
 - b) kategoria B2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW i nie większej niż 5 MW,
 - c) kategoria B1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW,
 - d) kategoria C2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do IV grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW,
 - e) kategoria C1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do V grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW.

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 65 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- II.4.7.1.9. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:
- dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW,
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profilu obciążenia – dla pomiaru na zaciskach napięcia przemiennego źródła wytwórczego, w celu potwierdzenia ilości energii wytworzonej.
- II.4.7.1.10. Dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych są pozyskiwane i przekazywane do LSPR. Wymagania dotyczące technologii transmisji danych określa TIEW S.A.
Wymagania co do szybkości, częstości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa TIEW S.A.
- II.4.7.1.11. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B3 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego.
- II.4.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa TIEW S.A., w warunkach przyłączenia. Dodatkowo, informacja o miejscu zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być zawarta w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej.
- W przypadku podmiotów zaliczonych do II, III i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca zainstalowania licznika zdalnego odczytu lub licznika konwencjonalnego, w przypadku układu pomiarowo-rozliczeniowego zlokalizowanego w obiekcie będącym w eksploatacji tego podmiotu.
- W przypadku podmiotów zaliczonych do IV, V i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca do zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, w przypadku układu pomiarowo-rozliczeniowego zlokalizowanego w obiekcie przyłączonym do sieci.
- II.4.7.1.13. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być dobrane zgodnie z kategorią układu pomiarowo-rozliczeniowego określoną w pkt II.4.7.2. i zainstalowane w

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 66 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

każdej z faz. Prąd znamionowy strony pierwotnej przekładników prądowych winien być dostosowany do mocy umownej i mocy przyłączeniowej, tak aby prądy pierwotne, wynikające z mocy umownej i mocy przyłączeniowej mieściły się w granicach:

- a) 20 – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,5, albo
- b) 5 – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2 lub 0,5S, albo
- c) 1 – 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2S.

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

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

- II.4.7.1.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych i napięciowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i analizatorami jakości energii elektrycznej. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się dociążenie przekładników prądowych i napięciowych atestowanymi rezystorami dociążającymi instalowanymi w obudowach przystosowanych do plombowania.
- II.4.7.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych budowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5 , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.
- II.4.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania w taki sposób, aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb. Plombowanie musi zapewniać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.4.7.1.17. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub TIEW S.A. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 67 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- II.4.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, TIEW 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 TIEW 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 TIEW S.A.
- II.4.7.1.22. TIEW S.A. przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14 dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż TIEW S.A., to podmiot ten ma obowiązek przekazać TIEW S.A. zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego 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. TIEW S.A. przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.25. Jeżeli TIEW S.A. nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60. dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.7.1.26.
- II.4.7.1.26. W ciągu 30. dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. TIEW S.A. umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.7.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 68 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- II.4.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.
- II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a TIEW 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, TIEW 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 TIEW 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 A spełniają następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
 - b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
 - c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla energii czynnej i nie gorszą niż 0,5S dla energii biernej,
 - d) liczniki zdalnego odczytu mają współpracować z LSPR.
- II.4.7.2.2. TIEW S.A. instaluje analizator jakości energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym kategorii A – w przypadku:
- a) odbiorców,
 - b) wytwórców wykorzystujących energię wiatru lub promieniowania słonecznego lub innych wytwórców, dla których instalacja jest uzasadniona – biorąc pod uwagę lokalizację i rolę obiektu w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - c) magazynów energii elektrycznej.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 69 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

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

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

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

- a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
- b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej i nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej,
- d) w przypadku kategorii B3 liczniki zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym mogą być zasilane z jednego rdzenia lub uzwojenia przekładników.

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

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

- a) przekładniki prądowe, o ile występują, w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż B dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii biernej.

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

- a) przekładniki prądowe, o ile występują, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 70 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.4.8.1. TIEW S.A. odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.4.8.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego oraz podmiotami zakwalifikowanymi do II grupy przyłączeniowej, a w przypadkach określonych przez TIEW 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.

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

II.5.1. Zakres danych

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

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

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

W sytuacji, gdy:

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 71 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do TIEW S.A., zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej TIEW 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 TIEW S.A., w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do TIEW S.A. dokonuje przeglądu przekazywanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do TIEW S.A., zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

II.5.2.1. Wytwórcy przekazują do TIEW 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 TIEW S.A., odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do TIEW 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 72 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
- f) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
- g) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”,
dławiki ze znakiem „-”,
- h) układ normalny pracy.

II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

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

II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

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

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

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) sprawność przemiany energetycznej,
- c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
- d) produkcję energii elektrycznej,
- e) wskaźniki odstawień awaryjnych,
- f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,
- g) emisje zanieczyszczeń SO₂, NO_x, pyły i CO₂,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 73 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
- i) informacje o charakterze sensytywnym (dotyczy wytwórców posiadających jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV) tj.:
 - jednostkowe średnioroczne koszty stałe pracy jednostek wytwórczych,
 - jednostkowe średnioroczne koszty zmienne pozapaliwowe pracy jednostek wytwórczych,
 - jednostkowe średnioroczne koszty paliwowe,
 - nakłady inwestycyjne (związane wyłącznie z budową nowych jednostek wytwórczych, modernizacją lub rozbudową jednostek o instalacje proekologiczne),
- j) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- k) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
- l) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- m) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
- n) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
- o) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- p) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- q) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
- r) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- s) moc czynną potrzeb własnych,
- t) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- u) maksymalną generowaną moc czynną,
- v) minimalną generowaną moc czynną,
- w) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- x) statyzm turbiny,
- y) reaktancję podprzejściową generatora w osi d w jednostkach względnych,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 74 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 TIEW S.A.

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

II.5.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW 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 TIEW S.A. i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej TIEW 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) przewidywane nakłady inwestycyjne na modernizację lub budowę nowych jednostek wytwórczych,
- g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
- h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
- i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,
- j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 75 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- II.5.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez TIEW S.A., odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do TIEW S.A. następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt.II.5.3.1:
- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - c) miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.5.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:
- a) zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
 - b) czas obowiązywania kontraktu.
- II.5.3.5. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:
- a) opis i harmonogram projektu,
 - b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- II.5.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z TIEW 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 TIEW 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. TIEW 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 TIEW S.A. wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni od dnia przeprowadzenia ewidencji.
- II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z TIEW S.A.

II.5.5. Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 76 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- II.5.5.1. Podmioty przyłączone do sieci TIEW S.A., mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub TIEW S.A.
W sytuacji, gdy:
- obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,
 - obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do TIEW S.A., zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej TIEW S.A.

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

II.6.1. Postanowienia ogólne

- II.6.1.1. TIEW 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. TIEW 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.

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

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

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

- niezawodności współdziałania z siecią,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 77 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 TIEW 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 remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
 - d) dokonywaniem uzgodnień z OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
 - e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.
- III.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej staranności poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.
- III.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz TIEW S.A. uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- III.1.5. TIEW 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 TIEW 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 należyтым stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

TIEW S.A. może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną w celu sprawdzenia terminowości i zakresu

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 78 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa TIEW S.A. w dokumencie „Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez TIEW S.A.” stanowiące 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 remoncie - następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej 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 TIEW S.A. przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.
- III.2.3. Specjalne procedury o których mowa w pkt. III.2.2. są uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, TIEW S.A. i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z TIEW S.A. jeżeli właścicielem nie jest TIEW 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.

TIEW 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 79 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

III.2.5. Wymagania dla obiektów istotnych z punktu widzenia planu obrony systemu lub planu odbudowy

III.2.5.1. Wymagania techniczne dla:

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

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

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

2) dostawców usług w zakresie odbudowy,

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

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

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

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 80 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

Po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlega ona zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP przez TIEW S.A. za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z postanowieniami pkt V.3. - w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią PGE Dystrybucja S.A.

OSP uwzględni rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt III 2.5.4. Po dokonaniu przez OSP zgłoszenia Prezesowi URE zmian w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje PGE Dystrybucja S.A. o aktualizacji tego wykazu. PGE Dystrybucja S.A. informuje TIEW S.A. ze względu na miejsce przyłączenia rozdzielni, a operator ten informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

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

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

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

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

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

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

- 1) sterowania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, wyłącznikami w:
 - a) rozdzielni 110 kV;

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 81 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- b) w polach SN potrzeb własnych stacji i pola sprzęgła zapewniających podanie napięcia do rozdzielni potrzeb własnych i prawidłowe funkcjonowanie rozdzielni, między innymi w zakresie sterowalności i obserwowalności obiektu;

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

- 2) wykonania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, co najmniej jednej operacji łączeniowej „wyłącz”, wszystkimi wyłącznikami w polach liniowych SN;
- 3) podania napięcia zdalnie lub przez stałą obsługę obiektu, od strony WN do pola potrzeb własnych SN;
- 4) przesyłania sygnałów sterowania oraz danych pomiarowych pomiędzy przedmiotową rozdzielnią, a centrami dyspozytorskimi PGE Dystrybucja S.A., TIEW S.A. TIEW S.A. przesyła on-line za pomocą telemechaniki do OSDp stany łączników 110 kV z przedmiotowych rozdzielni;
- 5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskim TIEW S.A.

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

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

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

III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z TIEW S.A. jeżeli urządzenie ma wpływ na pracę sieci TIEW S.A.

III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH PRZYŁĄCZONYCH BEZPOŚREDNIO DO SIECI PRZESYŁOWEJ

III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 82 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 TIEW S.A. reguluje umowa.
- III.4.3. TIEW S.A. dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu dystrybucyjnego OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z IRiESDp.
- III.4.4. TIEW 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 dystrybucyjnego OSDp.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 83 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

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

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

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

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

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

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

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

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

- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
- b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
- d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
- e) wykaz niezbędnych części zamiennych,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 84 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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. TIEW 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 85 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

III.6.2. W przypadku powierzenia TIEW 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 TIEW S.A. informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. w zakresie związanym z bezpieczeństwem i niezawodnością pracy ich urządzeń i instalacji.

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

- a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
- b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
- c) wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,
- d) parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
- e) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,
- f) imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.

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

III.7.4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych OSDp, TIEW S.A. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW 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 dystrybucyjnego OSDp , a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. spory rozstrzyga TIEW S.A.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 86 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

- III.8.1. TIEW 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. TIEW S.A. stosuje środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.
- III.8.3. Dokumentacja projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane obowiązującymi przepisami prawa.

III.9. OCHRONA PRZECIWOŻAROWA

- III.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.
- III.9.2. TIEW 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. TIEW S.A. opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnych obejmujących w szczególności:
- a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - b) remonty.
- III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych TIEW 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 TIEW S.A. uzgadniają z TIEW 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 TIEW S.A., są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. ustalonego w pkt.VI.6.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 87 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. przekazują do TIEW 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. TIEW S.A. opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.

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

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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

IV.1.1. 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 niepokojów społecznych,
- e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.

Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 88 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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 wspomagania dyspozytorskiego.

IV.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń operatora systemu dystrybucyjnego do którego sieci dystrybucyjnej są przyłączeni.

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. TIEW 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 TIEW S.A., w zakresie właściwym dla obszaru działania TIEW S.A., planu obrony i odbudowy KSE.

IV.1.7. Służby dyspozytorskie i ruchowe TIEW S.A. powinny uczestniczyć w organizowanych przez OSP szkoleniach w zakresie planu obrony i planu odbudowy KSE oraz TIEW S.A. opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania swoich fragmentów KSE obejmujących sieci dystrybucyjne.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 89 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- IV.1.8. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - b) awaryjne układy pracy sieci,
 - c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- IV.1.9. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSDn udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- IV.2.1. TIEW S.A. prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną TIEW S.A.
- IV.2.2. TIEW S.A. dotrzymuje parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

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

IV.3.1. Postanowienia ogólne

- IV.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez:
- 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>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 90 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

OSDp, OSDn 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.

OSDn i OSDp na polecenie OSP podejmuje w szczególności następujące działania:

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
- b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania OSDn i OSDp 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.3.1.4. OSDn nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg. rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne wg trybu opisanego w pkt IV.3.2, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanego przez OSP wg trybów opisanych w pkt IV.3.3, IV.3.4, IV.3.5 i IV.3.6.

IV.3.2. Tryb normalny

IV.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie Ustawy, na wniosek ministra właściwego do spraw energii. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

- a) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo – energetycznym,
- b) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- c) bezpieczeństwa osób,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 91 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 TIEW 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 wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

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

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

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 92 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- IV.3.2.8. 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.3.2.9. OSD, 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 TIEW S.A., w terminie określonym w pkt IV.3.2.18.
- IV.3.2.10. Opracowany przez TIEW 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.3.2.11. 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 93 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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.3.2.12. Odbiorca będący jednocześnie OSDn, nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
- IV.3.2.13. Obiekty albo wyodrębnione części tych obiektów, o których mowa w pkt IV.3.2.11., 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 TIEW 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 TIEW 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.3.2.14. Odbiorca niezwłocznie informuje TIEW S.A., a w przypadku umów kompleksowych, również sprzedawcę, o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, o której mowa w pkt IV.3.2.11., w zakresie posiadanego przez odbiorcę obiektu lub jego wyodrębnionej części. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli informację o której mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje ją niezwłocznie do TIEW 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 informacji.
- IV.3.2.15. 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 TIEW 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 94 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- IV.3.2.16. Podstawą opracowania przez TIEW S.A. corocznie planów wprowadzania ograniczeń w trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez TIEW S.A.
- IV.3.2.17. 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.3.2.18. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w pkt IV.3.2.17. opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego.
- IV.3.2.19. OSD, którego sieć dystrybucyjna przyłączona jest do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. (z wyłączeniem OSDp), przekazuje w terminie do dnia 15 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń do TIEW S.A., w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń TIEW S.A.
- IV.3.2.20. TIEW S.A. za pośrednictwem OSDp przekazuje OSP w terminie do dnia 31 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSP.
- IV.3.2.21. Aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń TIEW S.A.
- IV.3.2.22. 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.3.2.23. 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 do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla 20 stopnia zasilania.
- IV.3.2.24. 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 95 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- IV.3.2.25. 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 TIEW S.A. w sposób określony w pkt IV.3.2.28.
- IV.3.2.26. Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa TIEW 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.3.2.22., przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń, odpowiednio:
- a) w przypadku mocy minimalnej poboru przez:
- i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,
 - ii. odrzucenie trzech wartości najniższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości;
- b) w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:
- i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,
 - ii. odrzucenie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.
- W przypadku braku możliwości pozyskania przez TIEW S.A. wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, o których mowa powyżej, TIEW S.A. wyznacza je zgodnie z zapisami pkt C.1. IRiESD.
- IV.3.2.27. 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.3.2.28. TIEW 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.3.2.17. W zakresie umów kompleksowych, TIEW 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 TIEW S.A. przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, TIEW S.A. przesyła odbiorcy plan

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 96 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 TIEW S.A. Doręczenie na ten adres korespondencyjny jest skuteczne.

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

IV.3.2.29. Dla przyłączanego do sieci obiektu, dla którego nie jest możliwe ustalenie w sposób określony w pkt IV.3.2.26.:

- a) mocy minimalnej poboru – wielkość tej mocy ustala się na podstawie wielkości minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 Ustawy;
- b) mocy maksymalnej poboru – wielkość tej mocy ustala się w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych.

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

IV.3.2.30. Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w pkt IV.3.2.29., stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w pkt IV.3.2.26. nie dłużej jednak niż przez okres 24 miesiące od dnia zawarcia po raz pierwszy umowy dystrybucyjnej albo kompleksowej, na podstawie której świadczone są odbiorcy usługi dystrybucji energii elektrycznej do tego obiektu.

IV.3.2.31. 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.3.2.23., 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 TIEW S.A. Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.

IV.3.2.32. 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 97 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

następstw wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu lub poborze energii elektrycznej.

IV.3.2.33. 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 TIEW S.A.

IV.3.2.34. TIEW S.A. indywidualnie powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, przesyłając wiadomość tekstową na adres poczty elektronicznej lub na numer telefonu komórkowego wskazany przez odbiorcę w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, do czasu przekazania TIEW S.A. przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o którym mowa powyżej, TIEW 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 TIEW 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, wskazanych w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania TIEW S.A. o zmianie tych danych.

IV.3.2.35. Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, TIEW 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 98 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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.3.2.31 oraz pkt IV.3.2.33. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IV.3.4. Tryb awaryjny

IV.3.4.1. Tryb awaryjny sieciowy

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

- 1) gdy jest to konieczne do zapobieżenia rozprzestrzenianiu się lub pogarszaniu stanu zagrożenia,
- 2) w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej uniemożliwiającego zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci,
- 3) w przypadku zagrożenia wystąpienia lub wystąpienia awarii w KSE,
- 4) w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci lub zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

Tryb awaryjny sieciowy w przypadkach, o których mowa w pkt 2) – 4), może być wprowadzony nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.4.1.2. Wyłączenia awaryjne odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym („wyłączenia awaryjne sieciowe”) są realizowane na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, TIEW S.A. może dokonać wyłączeń awaryjnych sieciowych bez wydania polecenia przez OSP. W takim przypadku TIEW S.A. jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie właściwego Oddziału PGE Dystrybucja S.A., zaś następnie PGE Dystrybucja S.A. jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP – ODM.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 99 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.1.4. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane:

- 1) poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN,
- 2) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV, za której ruch sieciowy odpowiada TIEW S.A.,
- 3) a po wyczerpaniu wszystkich powyższych działań, poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci TIEW S.A.,

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

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

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

od wydania polecenia dyspozytorskiego.

IV.3.4.1.6. OSP w porozumieniu z właściwymi obszarami PGE Dystrybucja S.A. obejmującymi: Oddział Lublin, Oddział Białystok, Oddział Łódź, Oddział Rzeszów, Oddział Warszawa, Oddział Zamość, Oddział Skarżysko - Kamienna ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach A.

IV.3.4.1.7. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin w porozumieniu z TIEW S.A. ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach A.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 100 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

Plany wyłączeń awaryjnych, o których mowa w pkt 1) - 3), opracowane na rok 2024 stają się planami wyłączeń awaryjnych sieciowych na rok 2024.

IV.3.4.1.9. W przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych sieciowych w sposób odmienny niż określony w planach wyłączeń awaryjnych sieciowych, OSP może polecić wprowadzenie tych wyłączeń poprzez wskazanie:

- 1) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez TIEW S.A.,
- 2) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić wyłączenia awaryjne sieciowe.

Polecenie takie OSP wydaje za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A.

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

IV.3.4.2. Tryb awaryjny bilansowy

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

Wprowadzenie przez OSP wyłączeń awaryjnych bilansowych możliwe jest także przed wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku wystąpienia zagrożenia

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 101 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w czasie uniemożliwiającym zastosowanie tego trybu. W takim przypadku wyłączenia awaryjne bilansowe mogą być wprowadzone pomiędzy ogłoszeniem przez OSP powołanego stanu a obowiązywaniem stopni zasilania zgodnie z pierwszym komunikatem w tej sprawie, wydanym zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne.

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

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

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

IV.3.4.2.4. OSP w porozumieniu z właściwymi obszarami PGE Dystrybucja S.A. obejmującymi: Oddział Lublin, Oddział Białystok, Oddział Łódź, Oddział Rzeszów, Oddział Warszawa, Oddział Zamość, Oddział Skarżysko - Kamienna ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach B.

IV.3.4.2.5. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin w porozumieniu z TIEW S.A. ustalają corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach B.

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 102 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

3) odbiorcy przyłączeni do sieci o napięciu 110 kV, za której ruch sieciowy odpowiada TIEW S.A.

Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych na rok 2024 są opracowywane po raz pierwszy niezwłocznie po dacie wejścia w życie obowiązku ich opracowania. Do tego czasu, w przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych przyjmuje się, że podstawą dla każdej narastająco grupy trzech stopni B (B1 - B3, B4 - B6, ..., B13 - B15) jest odpowiedni stopień A, określony w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych obowiązującym na rok 2024.

- IV.3.4.2.7. OSP wydaje PGE Dystrybucja S.A. polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami jednostek wytwórczych ujętych w TCM, o którym mowa w pkt III.2.5.1., czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.
- IV.3.4.2.8. PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie po otrzymaniu od OSP polecenia wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych przekazuje polecenie TIEW S.A. posiadającego plany ograniczeń, o których mowa w pkt IV.3.4.2.6.
- IV.3.4.2.9. Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując dany stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania.
- IV.3.4.2.10. Wyłączenia awaryjne bilansowe powinny być wprowadzane rotacyjnie (rotacja oznacza zastąpienie danego stopnia B innym stopniem B lub grupy stopni B inną grupą stopni B), przy czym wyłączenie awaryjne bilansowe w danym stopniu B powinno trwać nie dłużej niż 4 godziny.
- IV.3.4.2.11. W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w taki sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.
- IV.3.4.2.12. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem, o którym mowa w pkt IV.3.4.2.9.

IV.3.5. Tryb automatyczny

- IV.3.5.1. Wyłączenia odbiorców w trybie automatycznym realizowane są przez układy SCO, w przypadku obniżenia się częstotliwości do nastawionej na tych układach wartości kryterialnej.
- IV.3.5.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO przez TIEW S.A. do którego sieci jest przyłączony, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy tym odbiorcą a TIEW S.A.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 103 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- IV.3.5.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO przez TIEW S.A. do którego sieci jest przyłączony, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy tym odbiorcą a TIEW S.A.
- IV.3.5.4. TIEW S.A. połączony z siecią SN lub nN PGE Dystrybucja S.A. może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy zaangażowanymi operatorami.
- IV.3.5.5. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms, z zastrzeżeniem, że w przypadku układu SCO, do którego nie mają zastosowania wymagania NC DC, zainstalowanego przed datą 18 grudnia 2022 r., w sieci TIEW S.A. lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV, czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms.
- IV.3.5.6. Przekaznik SCO, stosowany w układach SCO, powinien:
- 1) umożliwiać nastawienie wartości częstotliwości z zakresu od 47,00 do 50,00 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz;
 - 2) umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s, jeżeli zastosowanie zwłoki czasowej jest konieczne do prawidłowego działania tego przekaznika;
 - 3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przekaznika na poziomie nie większym niż 100 ms;
 - 4) zapewniać poprawną pracę w zakresie od 0,5 do 1,1 Un;
 - 5) zapewniać dokładność pomiaru częstotliwości nie mniejszą niż 10 mHz;
 - 6) zapewniać identyfikację kierunku przepływu mocy czynnej i mieć możliwość nastawiania lub blokowania jego zadziałania w zależności od nastawionego kierunku przepływu mocy czynnej w miejscu instalacji wyłącznika;
 - 7) zapewniać możliwość zastosowania blokady napięciowej przy obniżonej amplitudzie napięcia poniżej wartości zadanej, przy czym aktywacja zdolności następuje w uzgodnionych z OSP przypadkach.
- IV.3.5.7. Harmonogramy testów układów SCO są opracowywane przez właściciela SCO dla każdego roku na okres kolejnych 5 lat corocznie do listopada roku poprzedzającego. Informacja o harmonogramie testów jest przekazywana do TIEW S.A. na jego wezwanie.
- IV.3.5.8 Testy układu SCO przeprowadzane są przez jego właściciela co najmniej raz na pięć lat lub w terminie jednego roku od modernizacji tego układu, uwzględniając wymagania techniczne określone w pkt IV.3.5.5. i IV.3.5.6. oraz zgodnie z Planem Testów będącym TCM opracowanym na podstawie NC ER.
- IV.3.5.9. OSP, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO PGE Dystrybucja S.A.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 104 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

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

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

- IV.3.5.10. PGE Dystrybucja S.A., na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt IV.3.5.9., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.2., przyłączonych do sieci TIEW S.A.
- IV.3.5.11. TIEW S.A., na podstawie danych przekazanych przez PGE Dystrybucja S.A., o których mowa w pkt IV.3.5.9., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.2. przyłączonych do sieci TIEW S.A.
- IV.3.5.12. TIEW S.A. i Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2, przekazują PGE Dystrybucja S.A. informacje o zainstalowanych układach SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO.
- IV.3.5.13. TIEW S.A. powinien zapewniać możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.3, przyłączonych do sieci TIEW S.A., 45% zapotrzebowania netto przedmiotowego operatora, w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 105 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- IV.3.5.14. Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2., powinien zapewnić w każdej chwili czasu możliwość wyłączenia przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej 45% mocy czynnej pobieranej z tej sieci.
- IV.3.5.15. Postanowień pkt IV.3.5.14. nie stosuje się w odniesieniu do odbiorcy posiadającego jednostki wytwórcze, którego produkcja pokrywa co najmniej 50% jego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku poprzedzającym obowiązek określony w pkt IV.3.5.16. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo TIEW S.A., do którego sieci jest przyłączony taki odbiorca, zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne odbiorcy oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci. W przypadku niezgodnienia z OSP wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo TIEW S.A., zobowiązany jest do przedłożenia za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A. do OSP opinii niezależnej firmy eksperckiej, w której zostaną określone, w przypadku takiego odbiorcy, rekomendowane wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO. Koszty sporządzenia opinii przez niezależną firmę ekspercką ponosi odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2.
- IV.3.5.16. TIEW S.A. i odbiorcy, o których mowa w pkt IV.3.5.2., do dnia 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.10. – IV.3.5.15. oraz informują PGE Dystrybucja S.A. o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.
- PGE Dystrybucja S.A. do dnia 30 września każdego roku realizuje obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.10. – IV.3.5.15. oraz informuje OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.
- IV.3.5.17. Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt IV.3.5.16., TIEW S.A. w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER.
- TIEW S.A. przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, odbiorcom przyłączonym do TIEW S.A.
- IV.3.5.18. Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w art. 15 ust. 7 lit. b) NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.
- IV.3.5.19. Załączenie odbiorcy wyłączonego wskutek zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.
- IV.3.5.20. TIEW S.A. w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do jego sieci może dokonać kontroli spełnienia wymagań dotyczących układów SCO, a w przypadku zadziałania układu SCO, ustala przyczynę i zakres zadziałania tego układu.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 106 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 za pośrednictwem OSDp poprzez:
- zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymywaniu polecanej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczeptów 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. OSDn i odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej 110 kV po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- poziom napięcia,
 - pozycje przełączników zaczeptów transformatorów 110 kV/SN,
 - tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

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

V.1. TIEW 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”).

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 107 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- V.2. Zasady i zakres współpracy TIEW S.A. z operatorem systemu przesyłowego są określone w niniejszej IRiESD, IRiESP oraz umowie o świadczeniu usług przesyłania energii elektrycznej.
- V.3. TIEW S.A., 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 (OSDp).
- V.4. Zasady i zakres współpracy TIEW S.A. z operatorami systemu dystrybucyjnego których sieć posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową są określone w niniejszej IRiESD, IRiESDp., IRiESP oraz w instrukcjach współpracy i w stosownych umowach zawartych pomiędzy TIEW S.A. i OSDp.
- 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 TIEW 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 TIEW S.A. o napięciu 110 kV i SN, a w szczególnych przypadkach także inne podmioty wskazane przez TIEW S.A., opracowują i uzgadniają z TIEW S.A. instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD
- V.10. Przedmiotem instrukcji współpracy, służb dyspozytorskich TIEW S.A. ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 108 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 TIEW S.A. z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej TIEW 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 TIEW S.A.
- V.12. TIEW 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 napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lokalizacji przyłączy, mocy przyłączeniowej, rodzaju instalacji, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej,
 - 2) wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1 kV z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym; wartość łącznej mocy przyłączeniowej jest pomniejszana o moc wynikającą z wydanych i ważnych warunków przyłączenia źródeł do sieci elektroenergetycznej
- z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. Informacje te przedsiębiorstwo aktualizuje co najmniej raz na kwartał, uwzględniając dokonaną rozbudowę i modernizację sieci oraz realizowane i będące w trakcie realizacji przyłączenia oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 109 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

VI.1. OBOWIĄZKI TIEW S.A.

- VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu TIEW S.A. na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej - TIEW S.A. w szczególności:
- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., innych niż JWCD i JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
 - d) usuwa skutki awarii w tym awarii sieciowych i awarii w systemie, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - e) prowadzi działania sterownicze,
 - f) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania,
 - g) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw mocy elementów sieci dystrybucyjnej, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej,
 - h) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z zapisami punktu IV.3, oraz współuczestniczy z OSDp i OSP w realizacji planów obrony i odbudowy KSE,
 - i) przekazuje do OSDp zebrane i otrzymane dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP,
 - j) identyfikuje ograniczenia sieciowe w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.
- VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych.
- VI.1.3. OSDn wraz z OSDp 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 OSDp za której ruch odpowiada OSDn., OSDp koordynuje i dostarcza wyliczone nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz wyznacza miejsca uziemień punktów neutralnych transformatorów 110 kV/SN.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 110 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

VI.1.5. TIEW S.A. na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada za wyjątkiem sieci koordynowanej 110 kV, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz sposób pracy punktu neutralnego sieci SN.

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH TIEW S.A.

VI.2.1. TIEW S.A. realizuje zadania wymienione w pkt.VI.1., poprzez służby dyspozytorskie

VI.2.2. Służba dyspozytorska OSDp - CDM jest uprawniona do wydawania poleceń ruchowych służbom dyspozytorskim w TIEW S.A. w zakresie układu pracy koordynowanej sieci 110 kV.

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

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

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej TIEW 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 TIEW S.A., innych niż JWCD i JWCK.

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

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 111 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej TIEW 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 TIEW S.A., innych niż JWCD i JWCK.
- VI.2.6. Służby dyspozytorskie TIEW S.A. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego TIEW 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 TIEW S.A. w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt. od VI.2.3 do VI.2.6. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. TIEW S.A. ustala okres ich przechowywania.
- VI.2.8. W przypadku wystąpienia awarii w sieci dystrybucyjnej, TIEW 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 OSDp., w pracach komisji powoływanej przez TIEW S.A. mogą uczestniczyć również przedstawiciele OSDp.
- VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ**
- VI.3.1. Wytwórcy inni niż JWCD i JWCK przyłączeni do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. przekazują dane niezbędne do sporządzenia planów produkcji w zakresie i terminach ustalonych przez TIEW S.A.
- VI.3.2. TIEW S.A. sporządza plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. na zasadach opisanych w IRiESDp oraz IRiESP.
- VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej TIEW 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 112 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- VI.3.4. TIEW S.A. zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., innych niż JWCD oraz JWCK. Dla jednostek wytwórczych koordynowanych przez OSDp, TIEW S.A. uzgadnia harmonogramy remontów jednostek wytwórczych z wytwórcami.
- VI.3.5. TIEW S.A. przesyła do wytwórców o mocy powyżej 10 MW zatwierdzone harmonogramy remontów w terminach:
- plan roczny - do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
 - każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.
- VI.3.6. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane, zgodnie z IRiESP, przez operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.7. 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.3.8. TIEW S.A., na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW 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. TIEW S.A. sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.
- VI.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez TIEW S.A. uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.
- VI.4.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. o mocy przyłączeniowej powyżej 5 MW, zobowiązane są do przekazywania do TIEW S.A. godzinowych grafików prognozowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla każdej kolejnej doby.
- VI.4.4. Zasady i sposób przekazywania danych o których mowa w pkt VI.4.3 określa TIEW S.A.
- VI.5. UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**
- VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 113 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.

VI.5.2. TIEW S.A. określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

VI.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:

- a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
- b) wymagane poziomy napięcia,
- c) wartości mocy zwarciovych,
- d) rozprawy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
- e) dopuszczalne obciążenia,
- f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
- g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
- h) nastawienia zaczepów dławików gaszących,
- i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
- j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
- k) harmonogram pracy transformatorów,
- l) wykaz jednostek wytwórczych.

VI.5.4. Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej TIEW 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 TIEW 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. TIEW S.A. opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.

VI.6.2. TIEW S.A. opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu dystrybucyjnego OSDp 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 114 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 TIEW S.A. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt.VI.6.4.
- VI.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do TIEW S.A. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- a) nazwę elementu,
 - b) proponowany termin wyłączenia,
 - c) gotowość do załączenia rozumiana jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
 - d) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
 - e) opis wykonywanych prac,
 - f) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do TIEW S.A. wyłączenie elementu sieci o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. TIEW S.A. ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.
- Harmonogramy te dostarczane są do TIEW S.A. w terminie co najmniej 10 dni przed planowanym wyłączeniem, TIEW S.A. i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.
- VI.6.6. TIEW S.A. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt.VI.6.7.
- VI.6.7. TIEW S.A. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110 kV w terminie:
- a) do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,
 - b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 115 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- c) do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego – w ramach planu tygodniowego,
- d) do godz. 15:00 dnia poprzedzającego – w ramach planu dobowego.

VI.6.8. TIEW S.A. jest odpowiedzialna za dokonanie uzgodnień z OSDp zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.

VI.6.9. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

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

VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:

- a) charakterystykę załączanego elementu sieci,
- b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
- c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
- d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatów w poszczególnych fazach programu,
- e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
- f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
- g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia służbom dyspozytorskim TIEW S.A. w terminie co najmniej 10 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

VI.7.5. TIEW S.A. może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

VI.7.6. TIEW S.A. zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez TIEW S.A. uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt. VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez TIEW S.A. uwag.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 116 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez OSDp, zgodnie z IRiESD-OSDp, służby dyspozytorskie TIEW S.A. uzgadniają programy łączeniowe z OSDp.
- VI.7.8. Terminy wymienione w pkt. VI.7. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii.

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

- VI.8.1. TIEW S.A. i OSDp uzgadniają, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.
- VI.8.5. TIEW S.A. może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zniżeniem 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 TIEW S.A. informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- VI.8.7. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSDn i OSDp.
- VI.8.8. TIEW S.A. może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci TIEW 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, TIEW S.A. w pierwszej kolejności ogranicza proporcjonalnie do mocy zainstalowanej pracę mikroinstalacji albo odłącza ją od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci TIEW S.A. jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni. TIEW S.A. może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci TIEW 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, TIEW S.A. w pierwszej kolejności ogranicza proporcjonalnie do mocy zainstalowanej pracę mikroinstalacji albo odłącza ją od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci TIEW S.A. jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.

VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO TIEW S.A.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 117 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- VI.9.1. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na obrót energią elektryczną przekazują do TIEW S.A. prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dotyczące swoich odbiorców lub wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. w zakresie i terminach określonych w pkt II.5..
- VI.9.2. Odbiorcy grupy II przyłączeni do sieci TIEW S.A. oraz odbiorcy wskazani przez TIEW 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), przekazują w formie ustalonej przez TIEW S.A. następujące informacje:
- 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 dystrybucyjnej w rozbiem na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,
 - planowaną miesięczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
 - 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,
 - moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej dla każdej godziny doby,
 - wartość sumaryczną wytworzonej mocy przez jednostki wytwórcze dla każdej godziny doby.
- VI.9.4. Podmioty realizujące wymianę międzysystemową z siecią TIEW S.A. przekazują do TIEW S.A.:
- planowaną ilość energii elektrycznej netto, w MWh, w rozbiem na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe,
 - planowaną miesięczną ilość energii elektrycznej netto, w MWh, w rozbiem na godziny do 23 dnia miesiąca poprzedniego,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 118 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- c) planowaną ilość energii elektrycznej netto, w MWh, dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób,
- d) ilość energii przesłana do innego operatora dla każdej godziny doby.

VI.10. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- VI.10.1. TIEW S.A. identyfikuje ograniczenia systemowe w sieci dystrybucyjnej ze względu na spełnienie wymagań niezawodności pracy sieci i niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- VI.10.2. Ograniczenia systemowe są podzielone na:
 - a) ograniczenia elektrowniane,
 - b) ograniczenia sieciowe.
- VI.10.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni powodowane przez:
 - a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - c) działanie siły wyższej,
 - d) realizację polityki energetycznej państwa.
- VI.10.4. TIEW S.A. identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
 - a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- VI.10.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez TIEW S.A. na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
 - a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- VI.10.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez TIEW S.A. z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 119 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- VI.10.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- VI.10.8. TIEW S.A. przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSDp, oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- VI.10.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych TIEW 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,
 - wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - wnoskowanie do OSDp o zmianę układu pracy sieci przesyłowej.
- VI.10.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych TIEW S.A. podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z innymi OSD.
- VI.10.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, TIEW S.A. podejmuje działania szczegółowo uregulowane w rozdziale IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

VI.11. WYMIANA DANYCH DOTYCZĄCYCH PROGNOZOWANIA

- VI.11.1. Podmioty przyłączone do sieci TIEW S.A., mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych planistycznych do OSP lub TIEW S.A..
- W sytuacji, gdy:
- obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,
 - obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do TIEW S.A., zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej TIEW S.A.
- VI.11.2. Podmioty nie podlegające pod punkt VI.11.1. mają obowiązek przekazania danych zgodnie z punktem VI.3.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 120 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- VI.11.3. TIEW S.A., dla potrzeb planowania koordynacyjnego, przekazuje do OSP, dane planistyczne uzyskane zgodnie z pkt VI.11.1., 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 TIEW S.A. jako minimalna i maksymalna moc dyspozycyjna netto. W przypadku jednostek wytwórczych typu D zasady przekazywania i zakres danych jest określony w IRiESP.
- VI.11.4. Jednostki wytwórcze typu C i B przyłączone do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. oraz jednostki przyłączone do sieci TIEW S.A., za pośrednictwem TIEW S.A. przekazują TIEW S.A. dla potrzeb aktualizacji planu koordynacyjnego BPKD bieżące korekty:
- planowanych wartości mocy dyspozycyjnych netto,
 - grafików planowanej generacji mocy czynnej netto.

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

- VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
 - 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 TIEW S.A. o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej powinny pracować zgodnie z IRiESP.
- VII.2. Sieć dystrybucyjna TIEW 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 121 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- 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 TIEW S.A.
W przypadku transformatorów 110 kV/SN warunki te określa się w porozumieniu z OSDp.
- VII.5. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po uprzednim wyrażeniu zgody na taką pracę przez TIEW S.A.
- VII.6. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych TIEW S.A. powinny spełniać wymagania standardów przyjętych w TIEW 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 TIEW S.A.
- VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU**
- VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ**
- VIII.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:
- napięcia znamionowe,
 - częstotliwość znamionowa.
- VIII.1.2. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.
- VIII.1.3. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci (wyłączając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłań $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\text{tg } \varphi$ nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV - w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 122 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- VIII.1.4. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:
- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4\%/-6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
 - 2) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od:
 - a) 0,8 dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
 - b) 1 dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
 - 3) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 123 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

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

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

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

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

- 1) planowane wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci dystrybucyjnej, czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia łącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej;
- 2) nieplanowane spowodowane wystąpieniem awarii w sieci dystrybucyjnej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez TIEW 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:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 125 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

VIII.2.6. TIEW 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 126 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- 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:

- 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 harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym ≤ 16 A zakwalifikowane do:

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 127 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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
$8 \leq n \leq 40$	$0,345 \frac{8}{n}$

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 128 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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 harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16 A

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 129 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

Tablica 5.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 130 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.4.1. TIEW 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 przerwanej 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 lub internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych albo w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych lub telefonicznych lub za pomocą środka komunikacji elektronicznej – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 131 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na 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 TIEW S.A.,
- 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 TIEW S.A. 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 132 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZĘŚĆ:

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 133 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</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:

- 1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (Dz.U. z 2022 r., poz. 1385 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
- 2) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE” (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093),
- 3) koncesji TIEW S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/268/4399/W/2/2004/MS wraz z późn. zmianami,
- 4) decyzji z dnia 26 sierpnia 2011 roku znak DPE-4711-174(6)/2011/4399/ŁG Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczającej Spółkę TIEW S.A. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji,
- 5) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP),
- 6) IRiESP-OIRE,
- 7) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz.U. z 2022 r., poz. 1378 z późn. zmianami),
- 8) Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej TIEW S.A.,
- 9) Warunków dotyczących bilansowania (zwanymi dalej „WDB”),
- 10) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r. z późn. zmianami) - EB GL,
- 11) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2023 r., poz. 875);
- 12) 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),
- 13) 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. TIEW S.A. jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP oraz IRiESDp pełni rolę operatora typu OSDn.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 134 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

A.1.3. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze będące JWCD przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV 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 TIEW 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).

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

A.1.4. TIEW S.A. jako 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 OSDp zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy OSDp, a OSDn oraz zapisów IRiESD-Bilansowanie.

A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn nie objętej obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną albo umowę kompleksową zawartą z TIEW S.A. 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.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) zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez TIEW S.A. a w szczególności:

- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- b) zasady kodyfikacji podmiotów,
- c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,
- d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
- e) procedurę zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
- f) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 135 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- g) zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania standardowych profili zużycia,
- h) postępowanie reklamacyjne,
- i) zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na RB oraz dla potrzeb rynku mocy.
- j) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
- k) 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 TIEW S.A. (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. Obszar sieci dla którego OSDp wykonuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP jest nazwany „obszarem sieci OSDp/OSDn” rozumianym jako pojedynczy obszar sieci składający się z sieci OSDp i przyłączonej do niej sieci OSDn

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

- a) Operatorów Systemów Dystrybucyjnych OSDp,
- b) „sąsiednich OSDn” tzn. OSDn, których sieci są połączone wyłącznie z sieciami innych OSDn których sieci są połączone z sieciami OSDp.,
- c) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- d) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSDn.,
- e) sprzedawców energii elektrycznej,
- f) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do e) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej TIEW 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 Operator S.A., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 136 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa WDB.

- A.3.2. TIEW S.A. w ramach swoich obowiązków OSDn, określonych przepisami prawa umożliwia, na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji, realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- A.3.3. OSDn uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru sieci OSDn, dla których TIEW S.A. realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP jako OSDp.
- 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, funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.5. POB jest wskazywany przez:
- Sprzedawcę,
 - przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej,
 - przedsiębiorstwo zajmujące się magazynowaniem energii elektrycznej,
- w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z TIEW S.A. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej pobranej, wprowadzonej lub pobranej i wprowadzonej do/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 niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.7. Podstawą dokonania zmiany, o której mowa w pkt. A.3.6., jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSDn/OSDp, sprzedawcą, URD_w, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe.
- A.3.8. TIEW S.A. zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej oraz informację o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową,
 - 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 137 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Sprzedawcy, o których mowa powyżej przekazują TIEW S.A., na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.5., 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.3.9. TIEW S.A. zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- 1) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarła GUD,
 - 2) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarła GUD-K,
 - 3) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
 - 4) informacje o sprzedawcy zobowiązanym, wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania,
 - 5) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej i URB pełniącymi funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe.
- A.3.10. Warunki i zakres współpracy TIEW S.A. (OSDn) z operatorami systemów dystrybucyjnych mającym bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową (OSDp), określa umowa zawarta pomiędzy TIEW S.A. a PGE Dystrybucja S.A. (OSDp), o której mowa w pkt. A.1.4. oraz A. 6. niniejszej instrukcji.
- A.3.11. Wytwórca w mikroinstalacji jest URD_O zarówno w zakresie energii pobranej z sieci TIEW S.A. jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci TIEW 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 z sieci TIEW S.A. jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci TIEW S.A., dla danego PPE.
- A.3.12. Wytwórca inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.11. jest URD_W zarówno w zakresie energii pobranej z sieci TIEW S.A. jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci TIEW 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 TIEW S.A. jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci TIEW S.A., dla danego PPE.
- A.3.13. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz TIEW S.A. o:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 138 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a), TIEW S.A. wstrzymuje z dniem określonym zgodnie z lit. b) realizację umowy, o której mowa w pkt A.4.3.5.

A.3.14. TIEW S.A., po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSDp o konieczności zaprzestania przez TIEW 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.4.3.5.

A.3.15. TIEW S.A. po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez TIEW S.A. świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie informuje OSDp 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 TIEW S.A. z tymi podmiotami,
- b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy ze sprzedawcą, o której mowa w pkt. A.4.3.5.,
- c) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy o świadczenie usług dystrybucji z POB, o której mowa w pkt. A.4.3.3.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 139 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

A.4.1. TIEW S.A. zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do TIEW 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 TIEW S.A. umowę o świadczenie usług dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z postanowieniami 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. TIEW S.A. z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.5, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:

- a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z TIEW S.A.,
- c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą generalną umowę dystrybucji z TIEW S.A.,
- d) zawarciu przez URD typu wytwórcy (URD_W) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę dystrybucji z TIEW S.A.,
- e) zawarciu przez URD typu odbiorcy (URD_O), będącego wytwórcą w mikroinstalacji innym niż Prosument, umowy dystrybucji z TIEW S.A.,
- f) wskazaniu przez URD_{ME} wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z TIEW S.A.

A.4.3.2. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a TIEW S.A., powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z TIEW S.A. – dotyczy URD_O,
- b) wskazanie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z TIEW S.A. umożliwiającą sprzedaż rezerwową – dotyczy URD_O,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 140 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- c) określenie, że POB dla URD_O jest podmiot wskazany przez sprzedawcę w GUD, dla którego TIEW 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 TIEW S.A. z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URD_W oraz URD_{ME}.

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

A.4.3.3. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB na obszarze działania TIEW S.A., zawartą jedną umowę o świadczenie usług dystrybucji z TIEW S.A. oraz spełniający procedury i warunki zawarte w IRiESD, może pełnić funkcję POB. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez TIEW 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 TIEW S.A. oraz ich dane kontaktowe,
- f) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSDn,
- g) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) z obszaru OSDn, za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
- h) wykaz sprzedawców, URD_W i URD_{ME}, dla których POB prowadzi bilansowanie handlowe na obszarze TIEW S.A.,
- 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) algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Punktach Dostarczania Energii (PDE), zgodnie z pkt. C.1.5.,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 141 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- k) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD_W lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu WDB,
- l) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu IRiESP,
- m) zasady przekazywania przez OSDn na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSDn, dla którego TIEW 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.4.3.4. Umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.3. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku zawieszenia przez OSP działalności POB na rynku bilansującym, niezależnie od przyczyny.

A.4.3.5. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania TIEW S.A., zawiera z TIEW S.A. Generalną Umowę Dystrybucji (GUD). Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy Podmiotem jako Sprzedawcą a TIEW S.A. oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSDn, którym ten Sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Podmiot ten może pełnić dodatkowo funkcję Sprzedawcy Rezerwowego na zasadach określonych w GUD.

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

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 142 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- f) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez Sprzedawcę z URD,
 - g) zasady realizacji przez TIEW S.A. pozytywnie zweryfikowanych umów sprzedaży zawartych przez Sprzedawcę z URD_o,
 - h) osoby upoważnione do kontaktu z TIEW S.A. oraz ich dane adresowe,
 - i) zasady wstrzymywania i wznowiania przez TIEW S.A. dostarczania energii do URD,
 - j) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
 - k) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
 - l) zasady rozliczeń i warunki dokonywania przez TIEW S.A. dodatkowych (tzn. wykonywanych w innych terminach niż wynika to ze stosowanego przez TIEW S.A. harmonogramu odczytów rozliczeniowych na potrzeby rozliczeń usług dystrybucji lub wykonywanych w innym zakresie) odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowego,
 - m) zobowiązanie stron umowy do stosowania postanowień niniejszej IRiESD,
 - n) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania TIEW S.A. o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu WDB,
 - o) zasady rozwiązania umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego Sprzedawcy.
- A.4.3.6. Umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.5. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku utraty przez sprzedawcę POB świadczącego na jego rzecz usługę bilansowania handlowego na rynku bilansującym. Od momentu rozwiązania ww. umowy, sprzedaż energii elektrycznej do URD typu odbiorca jest realizowana przez sprzedawcę rezerwowego.
- A.4.3.7. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.4., TIEW S.A 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 TIEW S.A. oraz PGE Dystrybucja S.A.,
 - b) zgodę TIEW S.A na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez PGE Dystrybucja S.A.,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 143 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- c) oświadczenie OSDn o zawarciu umowy POB, który poprzez swoje MB będzie bilansował URD z obszaru działania OSDn,
- d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach związanych z działalnością energetyczną,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz ich dane adresowe,
- f) zobowiązania stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD OSDp,
- g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
- h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSDn,
- i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych,
- j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
- k) zasady przekazywania danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy.

Zasady, o których mowa w lit. j) lub k) mogą zostać uregulowane w odrębnych umowach zawartych pomiędzy TIEW S.A. a OSDn.

A.4.3.8. Istotne postanowienia GUD zawarte są w Załączniku nr 6 do IRiESD.

Postanowienia te są wiążące dla TIEW S.A. i sprzedawców przy zawieraniu tej umowy.

A.4.3.9. Nie później niż do dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, TIEW S.A. i sprzedawcy zawrą nową GUD albo dokonają aktualizacji obowiązującej GUD, zgodnie z obowiązującym w TIEW S.A. wzorcem GUD, dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

A.4.3.10. Nie później niż do dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, TIEW S.A. i sprzedawcy zawrą nową GUD-K albo dokonają aktualizacji obowiązującej GUD-K, zgodnie z obowiązującym w TIEW S.A. wzorcem GUD-K, dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

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

A.5.1. TIEW S.A. bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej na której zostali wyznaczeni OSDn, w oparciu o

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 144 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w WDB oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych.

TIEW S.A. bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy zawartej pomiędzy OSDp i OSDn.

A.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym, OSDn za pośrednictwem OSDp realizuje następujące zadania:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do właściwych MB poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
- b) 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 OSDp specyfikację PPE dopuszczonych do świadczenia usług,
- c) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- d) przekazuje do OSDp ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych POB,
- e) rozpatruje reklamacje URB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- f) 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 OSDp,
- g) 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,
- h) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 145 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- a) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i generalnych umów dystrybucji,
- b) przyporządkowuje sprzedawców, URD_W oraz URD_{ME} do poszczególnych MB, wskazanych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie GUD, GUD-k oraz umów dystrybucji,
- c) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME},
- d) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.

A.5.4. OSDn nadaje kody identyfikacyjne wyłącznie podmiotom, którzy są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A..

Dla podmiotów, którzy są przyłączeni do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany odpowiednio przez OSP i OSDp .

A.5.5. OSDn nadaje kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci TIEW S.A. oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez TIEW 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

W_AAAAAAA_TIEW_XX, gdzie:

W_...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSDn)..._(numer podmiotu)...,

b) URD typu odbiorca

O_AAAAAAA_TIEW_XXX, gdzie:

O_...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSDn)..._(numer podmiotu)...,

c) Sprzedawca

SP_AAAAAAA_TIEW_XX, gdzie:

SP_...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSDn)..._(numer podmiotu)...,

A.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji lub generalnej umowy dystrybucji pomiędzy podmiotem oraz OSDn.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 146 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- A.5.8. OSDn w porozumieniu z OSDp nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego, na obszarze swojej sieci wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- A.5.9. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać:
MDD_AAAA_XX_XXXX_XX (19znaków), gdzie:
(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe POB)_(kod typu URD w MDD)_(numer obiektu MB)_(numer obiektu RD),
- A.5.10. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kody PPE mają następującą postać:
AAAAAA_TIEW_XXXX
(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod OSDn)_(numer punktu poboru)
- A.5.11. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać:
AAA-AAA_XX, gdzie:
(kod obiektu energetycznego)...._.....(kod urządzenia energetycznego)
- A.5.12. Kody MDD, PPE, FPP nadane na obszarze TIEW 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)(J1J2J3J4J5J6J7)(S1S2S3S4S5S6S7)(K)
gdzie:
590 - prefiks dla polskiej organizacji GS1
J1J2J3J4J5J6J7 - numer TIEW S.A. nadawany przez polską organizację GS1
S1S2S3S4S5S6S7 - unikalna liczba nadana przez TIEW 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 TIEW S.A. po zgłoszeniu gotowości przyłącza/installacji do przyłączenia do sieci TIEW S.A., a przed zawarciem przez URD umowy na postawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 147 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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

a) wszystkie punkty poboru energii otrzymują kod PPE,

b) kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt. A.5.15. z zastrzeżeniem pkt. A.5.16.,

c) kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania TIEW S.A., w którym następuje:

- „pobieranie”, „wprowadzenie” lub „pobieranie i wprowadzanie” produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci TIEW S.A. przez URD_O, URD_W lub URD_{ME}, oraz
- pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczenie na potrzeby rozliczeń.

d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD TIEW S.A nie nadaje odrębnego kodu PPE, dla tych punktów mogą być nadane kody FPP, które są podrzędne do kodów PPE,

e) 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,

f) 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 148 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

g) zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) lub jej przeniesienie do innego systemu informatycznego nie powodują zmiany kodu PPE,

h) dla punktu w sieci, w którym występuje pobieranie i wprowadzenie, nadaje się jeden kod PPE.

A.5.20. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

a) jeżeli w układzie pomiarowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (rezerwowy, kontrolny) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,

b) jeżeli w skład układu pomiarowego wchodzi liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,

c) w budynkach wielolokalowych każdy punkt poboru energii, posiada odrębny kod PPE,

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 OSDp W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM

A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSDp z TIEW 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 OSDp z TIEW S.A.

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych pomiarowych, o których mowa w pkt A.6.1., TIEW S.A. oraz URDn muszą posiadać układy pomiarowo-rozliczeniowe dostosowane do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD.

A.6.3. Warunkiem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych do OSP jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:

- a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp a OSP,
- b) o których mowa w pkt A.6.1. odpowiednio do zakresu przekazywania danych

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 149 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

pomiarowych,

- c) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp, a TIEW S.A.,
- d) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp, a POB, którego MB są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci OSDn – dotyczy tylko rozliczeń dla potrzeb RB.

A.6.4. W celu umożliwienia OSDp przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rozliczeń na RB, TIEW S.A. jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD i IRiESD OSDp,
- b) przekazywania do OSDp 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 OSDp skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na RB zgodnie z WDB,
- d) niezwłocznego przekazywania OSDp informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez TIEW S.A. usług dystrybucji energii elektrycznej dla URDn lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do URDn przez Sprzedawcę,
- e) niezwłocznego informowania OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.5. W celu umożliwienia OSDp przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rozliczeń regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, TIEW S.A. jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD i IRiESD OSDp,
- b) przekazywania do OSDp danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci TIEW S.A. lub oddanej do sieci TIEW S.A., zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn,
- c) przekazywania do OSDp 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 150 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- d) niezwłocznego informowania OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.
- A.6.6. W celu umożliwienia OSDp przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rynku mocy, o których mowa w pkt. I.1.10, TIEW S.A. jest zobowiązany w szczególności do:
- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD i IRiESD OSDp,
 - b) przekazywania do OSDp danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci TIEW S.A. lub oddanej do sieci TIEW S.A., zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn,
 - c) przekazywania do OSDp skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy (RRM) opracowanym przez OSP i zatwierdzonym przez Prezesa URE,
 - d) niezwłocznego informowania OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych
- A.6.7. Przekazywanie danych przez OSDp do OSP na potrzeby rozliczeń na RB obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URDn, przyłączonych do sieci TIEW S.A. nie objętej obszarem RB:
- a) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego przez sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,
 - b) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej.
- TIEW S.A. przekazuje OSDp 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 OSDp oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD OSDp 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 TIEW S.A., będzie skutkowało zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB tego POB. Tym samym dane pomiarowe URDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej TIEW S.A., chyba że zostanie wskazany inny POB w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB (zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD OSDp).

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 151 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- A.6.10. Zaprzeszanie przez Sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URDN, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego Sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URDN będą powiększać zużycie energii elektrycznej TIEW S.A.
- A.6.11. Przekazywanie przez TIEW S.A. do OSDp 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 do danych pomiarowych, OSDn rozpatruje zastrzeżenia poprzez ponowną weryfikację danych pomiarowych przekazanych w trybie podstawowym i w razie potrzeby przekazuje do OSDp skorygowane dane pomiarowe do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+3.
- A.6.12. Przekazywanie danych OSDn do OSDp na potrzeby rozliczeń regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.2.5.

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

- A.7.1. W umowie kompleksowej ze sprzedawcą, URD:
- wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z listy sprzedawców, o której mowa w pkt. A.3.8. lit. b), innego niż sprzedawca,
 - upoważnia TIEW 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.3.8. 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.7aa

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 152 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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 TIEW 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.

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 TIEW S.A. spełniającym wymogi, o których mowa powyżej.

Sprzedawca na każde uzasadnione żądanie TIEW S.A., jest zobowiązany do przekazania TIEW S.A. oświadczenia o zawarciu w treści umowy kompleksowej upoważnienia dla TIEW 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 kompleksowej zgodnie z pkt. D.2.1. Wzór treści upoważnienia, o którym mowa w ppkt 2 powyżej, określa TIEW S.A. i zamieszcza na swojej stronie internetowej.

A.7.2. TIEW 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 TIEW S.A. umowa kompleksowa z URD w gospodarstwie domowym, zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa, jest nieważna.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 153 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

– 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 TIEW 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.4.3.5. oraz IRIESD.

A.7.3. TIEW 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 TIEW S.A. umowę, o której mowa w pkt. A.4.3.5., która umożliwia zawieranie rezerwowych umów kompleksowych na obszarze TIEW S.A., w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa tym samym TIEW S.A. ofertę zawarcia rezerwowych umów kompleksowych.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.5.

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 rezerwowi lub umowa ta nie zawiera upoważnienia TIEW S.A. do zawarcia w imieniu i na rzecz URD rezerwowej umowy kompleksowej; albo

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 154 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

2) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej.

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

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez TIEW 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 TIEW S.A. oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.5. 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.4.3.5.

A.7.6. TIEW S.A. w terminie 5 dni kalendarzowych:

1) od złożenia sprzedawcy przez TIEW 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 TIEW 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 TIEW S.A. o zakończeniu rezerwowej umowy kompleksowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. A.7.5., zgodnie z pkt. D.2.7.

A.7.8. TIEW 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 155 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne, TIEW S.A. zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

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

A.7.11. TIEW 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.3.8. lit. a), innego niż sprzedawca podstawowy,
- 2) upoważnia TIEW 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.3.8. 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. 7aa 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 TIEW 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 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 156 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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.

TIEW 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 TIEW 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. TIEW 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 kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą;
 - 3) niezwłocznie po uzyskaniu informacji, że realizowana przez TIEW 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 TIEW 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 157 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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.4.3.5. oraz IRiESD.

A.8.3. TIEW 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 TIEW S.A. umowę, o której mowa w pkt. A.4.3.5., która umożliwia zawieranie umów sprzedaży rezerwowej na obszarze TIEW S.A., w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa tym samym TIEW S.A. ofertę zawarcia umów sprzedaży rezerwowej.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.5.

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

1) w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia TIEW S.A. do zawarcia w imieniu i na rzecz URD umowy sprzedaży rezerwowej; albo;

2) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej;

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

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez TIEW 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.

Pkt. B.10. stosuje się odpowiednio.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 158 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia TIEW S.A. oferty zawierania umów kompleksowych z URD 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 stosowna umowa.

A.8.6. TIEW S.A. w terminie 5 dni kalendarzowych:

- 1) od złożenia sprzedawcy przez TIEW 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 teled adresowych, oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków umowy sprzedaży rezerwowej, w tym ceny, albo
- 2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez TIEW 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 teled adresowych.

A.8.7. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić TIEW 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. TIEW 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, TIEW 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 TIEW S.A. nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2., TIEW S.A. zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.8.11. TIEW 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 159 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- A.9.1. Wymiana informacji między TIEW S.A. i sprzedawcami odbywa się pisemnie lub o ile generalna umowa dystrybucyjna tak stanowi – pocztą elektroniczną na wskazane w tej umowie adresy e-mail lub w inny sposób wskazany w tej umowie.
- A.9.2. Do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSP a podmiotami określonymi w TCM oraz TIEW S.A., służy dedykowany system IT OSP składający się z:
- a) Portalu Wymiany Danych Strukturalnych – PWDS,
 - b) Portalu Wymiany Danych Planistycznych – PWDP.
- A.9.3. Wymiana informacji pomiędzy TIEW S.A. a sprzedawcami, o której mowa w pkt A.9.1., dotycząca zgłoszeń i powiadomień planowanych do realizacji na datę późniejszą niż dzień kalendarzowy uruchomienia produkcyjnego CSIRE, nie będą przyjmowane przez TIEW S.A. do realizacji.
- A.9.4. Sprzedawca jest zobowiązany do aktualizacji danych przekazanych do TIEW S.A. w powiadomieniu, o którym mowa w pkt D.2.1., związanych z realizowanymi umowami kompleksowymi lub umowami sprzedaży. Aktualizacja tych danych odbywa w sposób wskazany w pkt A.9.1. lub poprzez dedykowany system informatyczny.

TIEW S.A., na dzień uruchomienia produkcyjnego CSIRE, będzie realizowała umowy kompleksowe lub umowy sprzedaży, zgodnie z danymi posiadanymi na ten dzień w systemie informatycznym.

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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 160 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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:
 - a) spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD odpowiednio OSDp lub TIEW S.A., jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
 - b) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR) OSDp oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDp),
 - c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie do OSDp w trybie dobowym poprzez system wskazany przez OSDp oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci TIEW S.A.).

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) OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDp;
- 2) OSDp we współpracy z TIEW S.A. - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp i TIEW S.A., którego sieć jest połączona z siecią OSDp.

OSDp wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDp otrzyma od Odbiorcy w ORed

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 161 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub TIEW S.A.), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

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

Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt A.10.1.17. wystawia TIEW S.A. i przekazuje do upoważnionego przez TIEW S.A. OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (dalej „system IP DSR”) i nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku TIEW S.A. przekazuje do OSDp również oświadczenia Odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez TIEW S.A. i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

TIEW S.A. odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt A.10.1.3.

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

Jeśli ORed jest zlokalizowany na obszarze sieci TIEW S.A. połączonego przynajmniej z dwoma OSDp, Certyfikat dla ORed rejestruje, we współpracy z pozostałymi OSDp, ten OSDp, do którego TIEW S.A. 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:

- c) w trybie podstawowym, tj. w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub

- d) w trybie dodatkowym, na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego;

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 162 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 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 OSDpP albo TIEW S.A. 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 pouplwywie terminu wskazanego w pkt 1).

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

- A.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 OSDp albo TIEW S.A. wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSDp albo TIEW S.A. 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 163 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo TIEW S.A. 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) OSDp - jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp;
- 2) TIEW S.A. - jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.

Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDp lub kilku TIEW S.A., wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie jednego OSDp lub TIEW S.A.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 164 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

upoważnionego:

- a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez TIEW S.A. do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci TIEW S.A.),
 - 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, OSDp albo TIEW S.A. w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany;
- 7) Pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci OSDp lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSDp wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed). Wniosek składany jest na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 165 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

opublikowany na stronie internetowej OSDp.

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

A.10.1.8.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

- 1) Kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 2) Poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 3) Kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
- 4) Spełniania kryteriów, o których mowa w pkt. A.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 OSDp albo TIEW S.A. 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 OSDp albo TIEW S.A. 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 OSDp albo TIEW S.A. wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.1.8.6. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do TIEW S.A., dany TIEW S.A., 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 OSDp.

TIEW S.A. przekazuje Certyfikat dla ORed do OSDp wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji TIEW S.A.) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.10.1.5 ppkt. 3). Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.

Na każde żądanie OSDp, TIEW S.A. dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.10.1.5. ppkt. 3), albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela TIEW S.A.. TIEW S.A. odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 166 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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 OSDp albo TIEW S.A..

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez TIEW S.A., TIEW S.A. przekazuje ten certyfikat do OSDp 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 OSDp;
- 3) Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt. A.10.1.13. zdanie trzecie;
- 4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSDp., 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 OSDp i TIEW S.A. 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 TIEW S.A.

W przypadku wystawiania Certyfikatu przez TIEW S.A., jest on zobowiązany do wystąpienia do OSDp 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., OSDp albo OSDp upoważniony przez TIEW S.A., 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 167 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

- 1) Zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
 - a) OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
 - b) TIEW S.A. do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci TIEW S.A.),
 - 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:
 - 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 168 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSDp albo TIEW S.A. 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 TIEW S.A., ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do tego TIEW S.A.. Następnie TIEW S.A. informuje OSDp o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

Na każde żądanie OSDp, TIEW S.A. dostarczy do OSDp 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.7.1.12., 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 OSDp 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 OSDp albo OSDp upoważniony przez TIEW S.A., niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) Gdy OSDp albo TIEW S.A. pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.10.1.3.; TIEW S.A. przekazuje informację w tym zakresie do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR.
- 2) Wstrzymania świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej Odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Odpowiednio OSDp albo TIEW S.A. informuje Odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 169 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

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

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi 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 OSDp 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 wniosek 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 OSDp albo OSDp upoważniony przez TIEW S.A. 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 TIEW S.A., 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. OSDp i TIEW S.A., 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.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 170 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 OSDp 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.

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

OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci TIEW S.A., w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od TIEW S.A., 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, OSDp 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 OSDp.

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

- 1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt. A.10.2.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSDp,
- 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby n), o którym mowa w pkt. A.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 OSDp godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSDp dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 171 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

- A.10.2.6. OSDp przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.
- A.10.2.7. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby $n+1$ do doby $n+4$.
- A.10.2.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m , OSDn dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSDp danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym $m+1$.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp do OSP za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+1$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca $m+1$ poprzez wysłanie zapytania do OSDp o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym $m+1$, OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt. A.10.2.7.

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

- A.10.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDn lub OSDp do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc $m+2$ i $m+4$ (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$ poprzez wysłanie do OSDp zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSDp przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 172 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

- B.1. Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwana dalej umową dystrybucji) zawierana jest na wniosek URD_O, URD_W oraz URD_{ME} lub podmiotu przyłączanego do sieci TIEW S.A. Wzór wniosku jest przygotowywany przez TIEW S.A. i opublikowany na stronie internetowej TIEW S.A.
- B.2. Dla URD_O posiadającego umowę kompleksową chcącego zawrzeć umowę o świadczenie usług dystrybucji, dopuszcza się zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz tego URD_O wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt D.2.1., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli URD_O obejmującego zgodę URD_O na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z TIEW S.A., na warunkach wynikających z:
- wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej TIEW S.A. i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,
 - taryfy TIEW S.A. oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej TIEW 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 TIEW 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 URD_O a TIEW S.A. następuje, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, z dniem rozpoczęcia realizacji umowy sprzedaży zgłoszonej zgodnie z pkt D.2. IRiESD-Bilansowanie.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 173 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

W terminie 21 dni kalendarzowych od dnia jej zawarcia, TIEW S.A. wysyła do URDO potwierdzenie treści zawartej umowy dystrybucyjnej.

W przypadku, gdy oświadczenie, o którym mowa powyżej, dotyczy URDO będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa 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 URDO będącego konsumentem lub ww. osobą fizyczną, że ten URDO żąda rozpoczęcia świadczenia przez TIEW S.A. usług dystrybucji energii elektrycznej przed upływem terminu 14 dni na odstąpienie od umowy dystrybucyjnej zawartej na odległość albo poza lokalem TIEW S.A., liczonego od dnia jej zawarcia.

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 TIEW S.A., sprzedawca jest zobowiązany do przekazania TIEW 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 TIEW S.A. a sprzedawcą.

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. TIEW S.A. w terminie:

- a) do 7 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URDo w gospodarstwie domowym,
- b) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URDo innych niż w gospodarstwie domowym,

wysyła:

- 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 174 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

elektronicznej wskazany przez URDo we wniosku zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji.

Podpisana jednostronnie przez URDo umowa o świadczenie usług dystrybucji, w treści wysłanej przez TIEW S.A. i uzgodnionej przez TIEW S.A. i URDo, powinna być dostarczona do TIEW S.A. nie później niż do dnia otrzymania przez TIEW S.A. powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.1., z zastrzeżeniem pkt B.2.

W przypadku, gdy Prosument, Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny zawrze umowę sprzedaży ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a Ustawy OZE, TIEW S.A. zawrze z tym prosumentem umowę dystrybucji lub dokona zmiany zawartej umowy dystrybucji w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia przez ww. prosumenta wniosku o zawarcie lub zmianę umowy dystrybucji.

- B.5. Podpisana jednostronnie przez URDo umowa dystrybucji, w treści wysłanej przez TIEW S.A. i uzgodnionej przez TIEW S.A. i URDo, winna zostać dostarczona do TIEW S.A. nie później niż do dnia otrzymania przez TIEW 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 TIEW S.A. umowy o świadczenie usług dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez TIEW 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 TIEW 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 TIEW S.A. lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 175 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 TIEW 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. TIEW 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 w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci TIEW S.A. z URDo wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji, z wyłączeniem Prosumentów posiadających umowy kompleksowe, korzystających z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo 1a Ustawy OZE .

W przypadku, gdy URDo, posiadający mikroinstalację, nie poinformuje TIEW S.A., w sposób określony w pkt II.1.2. (wniosek dla mikroinstalacji) albo w pkt II.1.19. (zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji), o zamiarze sprzedaży energii elektrycznej sprzedawcy wybranemu lub sprzedawcy zobowiązanemu wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., wówczas taki URDo jest traktowany jako podmiot korzystający z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo 1a Ustawy OZE.

- B.16. Umowa o świadczenie usług dystrybucji, w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci TIEW S.A., z URDo wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, z wyłączeniem prosumentów, jest zawierana po uprzednim zgłoszeniu mikroinstalacji lub realizacji umowy przyłączeniowej.
- B.17. TIEW 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 TIEW S.A.
- B.18. W przypadku złożenia przez sprzedawcę i przyjęcia przez TIEW 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 TIEW S.A. do dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę zgodnie z rozdziałem D IRiESD - Bilansowanie.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 176 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

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

C.1.1. OSDn na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w zakresie pozyskiwania danych pomiarowych z FPP.

OSDn może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.

Część zadań Operatora Pomiarów w zakresie współpracy z OSP, OSDn zleca w umowie, o której mowa w pkt. A6.

C.1.2. Administrowanie przez TIEW S.A. danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości 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 LSPR, służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
- b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.,
- c) wyznaczanie ilości 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 lit. d), dotyczących nieudostępnionych danych pomiarowych lub przyporządkowanych tym podmiotom ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

C.1.3. TIEW S.A. pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości energii elektrycznej poprzez LSPR. TIEW S.A. pozyskuje te dane w postaci:

- a) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. lub wprowadzonej do tej sieci przez URD, wyznaczone na podstawie profilu energii elektrycznej pochodzącego z licznika zdalnego odczytu,
- b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 177 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

TIEW S.A. pozyskuje dane pomiarowe, o których mowa:

- 1) w lit. a) - nie rzadziej niż 1 raz na dobę,
- 2) w lit. b) - w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy TIEW S.A. a URD albo umów kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez TIEW S.A. harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych albo w umowach kompleksowych.

C.1.4. Ilości energii elektrycznej dla MDD i MB zdefiniowanych na obszarze OSDn wyznaczone są w następujących cyklach:

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

C.1.5. TIEW S.A. wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt C.1.2. lit. c) i C.1.2.lit. d), w podziale na energię pobraną z sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. lub wprowadzoną do tej sieci.

C.1.6. TIEW S.A. wyznacza ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. lub wprowadzonej do tej sieci na podstawie:

- a) danych pomiarowych pozyskanych z punktów pomiarowych lub
- b) zastępczych danych pomiarowych, wyznaczonych na podstawie rzeczywistych ilości energii elektrycznej oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowo-rozliczeniowego lub systemu zdalnego odczytu lub braku układu transmisji danych, lub
- c) zastępczych danych pomiarowych, w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych, lub
- d) standardowych profili zużycia, o których mowa w rozdziale G., ilości energii elektrycznej wyznaczonej w sposób określony w lit. a), b) lub c) oraz algorytmów agregacji dla tych PPE, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 178 / 281</i>
<p><i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i></p>	<p><i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i></p>

C.1.7. Do określenia ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. lub wprowadzonej do tej sieci, wykorzystuje się w pierwszej kolejności układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy. W przypadku awarii lub wadliwego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego lub braku możliwości pozyskania przez TIEW S.A. danych pomiarowych, TIEW S.A. wyznacza dane pomiarowe zgodnie z pkt C.1.8.

C.1.8. TIEW S.A. wyznacza zastępcze dane pomiarowe:

- 1) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik zdalnego odczytu, z uwzględnieniem:
 - a) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z innych układów pomiarowo-rozliczeniowych lub elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego z tego samego okresu, lub
 - b) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z tego samego układu pomiarowo-rozliczeniowego, z okresu poprzedzającego okres braku rzeczywistych danych pomiarowych lub następującego po tym okresie, z uwzględnieniem charakterystyki zmienności przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na przepływ energii elektrycznej w okresie braku rzeczywistych danych pomiarowych;
- 2) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik konwencjonalny, z uwzględnieniem średniodobowego przepływu energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym za świadczone usługi dystrybucji, z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej i standardowych profili przepływu energii elektrycznej. Jeżeli nie można ustalić średniodobowego przepływu energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia ilości energii elektrycznej jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego, z uwzględnieniem sezonowości przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na wielkość przepływu tej energii.

TIEW S.A. wyznacza skorygowane dane pomiarowe:

1. z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii, o ile jest możliwe ich określenie, lub
2. analogicznie, jak w przypadku wyznaczania danych zastępczych, jeżeli określenie współczynników korekcyjnych nie jest możliwe.

Powyższe zasady nie mają zastosowania, jeżeli w punkcie pomiarowym, dla którego zachodzi konieczność wyznaczenia zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych, jest zainstalowany rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy. W takim przypadku, ilość energii elektrycznej

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 179 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

wyznacza się na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego pod warunkiem, że ten układ zarejestrował poprawne dane pomiarowe.

- C.1.9. W przypadku braku możliwości pozyskania przez TIEW S.A. rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od TIEW S.A., TIEW S.A. wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego:
- 1) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące,
 - 2) po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla pozostałych URD.
- C.1.10. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSDn dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.
- C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, TIEW S.A. wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla:
- 1) OSP jako zagregowane MB RB, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w WDB,
 - 2) POB jako zagregowane MB RB i MDD bilansowanych sprzedawców oraz dane bilansowanych URD_W i URD_{ME},
 - 3) sprzedawców jako zagregowane MDD,
- zachowując zgodność przekazywanych ww. podmiotom danych.
- C.1.12. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego OSDn udostępnia następujące dane pomiarowe:
- a) Sprzedawcom:
 - o zużyciu odbiorców w okresie rozliczeniowym, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego opłat dystrybucyjnych,
 - godzinowe URD po ich pozyskaniu przez OSDn 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 180 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Sposób przekazywania danych określa GUD zawarta pomiędzy Sprzedawcą i OSDn

b) URD:

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

zachowując zgodność przekazywanych ww. podmiotom danych.

C.1.13. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, TIEW S.A. w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD.

Sposób udostępniania sprzedawcom danych pomiarowych wskazanych w pkt C.1.12. lit. a) określają umowy, o których mowa w pkt A.4.

C.1.14. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:

- a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
- b) korekty danych składowych,
- c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

i zgłaszane są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym.

W przypadku korekty danych pomiarowych, OSDn przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt C.1.11. lit. b) i c).

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

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

C.1.17. TIEW 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.

TIEW 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 181 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

ostatniego okresu rozliczeniowego do dnia zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

- C.1.18. TIEW 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.1.19. TIEW 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.1.21. Na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a Prosumentem lub Prosumentem zbiorowym, TIEW S.A. udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej TIEW S.A., odpowiednio przez Prosumenta lub Prosumenta zbiorowego, przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z tej sieci dystrybucyjnej, zarejestrowanej uprzednio przez LZO na wszystkich fazach instalacji elektrycznej, dokonywanym w SPR.
- C.1.22. W przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy w PPE Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego nie umożliwia ustalenia godzinowej ilości pobranej energii elektrycznej, to TIEW S.A. ustala godzinowy pobór energii elektrycznej z uwzględnieniem standardowego profilu zużycia, o którym mowa w rozdziale G.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 182 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- C.1.23. Na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną lub jej członkami, TIEW S.A. udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. i z tej sieci pobranej, przez wszystkich wytwórców i odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej przed i po sumarycznym jej bilansowaniu z wszystkich faz, wyznaczone w systemie informatycznym TIEW S.A.
- C.1.24. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt C.1.22., są rejestrowane przez LZO. LZO rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej poszczególnych wytwórców lub odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej:
- 1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. – stanowiącej sumę energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci z wszystkich faz;
 - 2) pobranej z sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. – stanowiącej sumę energii elektrycznej pobranej z tej sieci z wszystkich faz.

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

- C.2.1. Obszar bilansowania TIEW S.A. tożsamy z obszarem sieci dystrybucyjnej OSDn zlokalizowany jest wewnątrz sieci dystrybucyjnej OSDp. URD przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSDn nie są w sposób bezpośredni widziani przez OSDp. OSDp postrzega obszar bilansowania OSDn jako zbiór wirtualnych URD (nie przyłączonych do jego sieci), którym w sieci OSDn odpowiadają Fizyczne Miejsca Dostarczania $_{FMDD}$.
- C.2.2. OSDn gromadzi i przetwarza dane pomiarowe URD zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. dokonując ich agregacji do Fizycznych Miejsc Dostarczania Energii $_{FMDD}$.
- C.2.3. Każda para „Sprzedawca + POB” reprezentowana jest jednym i tylko jednym, przynależnym im Fizycznym Miejscem Dostarczania Energii $_{FMDD}$.
- C.2.4. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Miejscach Dostarczania Energii $_{FMDD}$.
Wartość energii rzeczywistej w $_{FMDD}$ w godzinie h jest wyznaczana jako suma wartości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych PDE wchodzących w skład $_{FMDD}$.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 183 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

gdzie:

$ER_{MDD_i}^h$ - wartość energii rzeczywistej w i-tym FMDD w godzinie h

ER_{PDE}^h - wartość energii rzeczywistej w PPE wchodzącym w skład i-tego FMDD w godzinie h

C.2.5. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Miejscach Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Detalicznego PDE

Wartość energii rzeczywistej w PDE w godzinie h jest wyznaczana jako suma wartości energii rzeczywistych w godzinie h w poszczególnych FPP wchodzących w skład PDE

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

gdzie:

ER_{PDEi}^h - wartość energii rzeczywistej w i-tym FMDD w godzinie h

ER_{FPPi}^h - wartość energii rzeczywistej w PPE wchodzącym w skład i-tego FMDD w godzinie h

C.2.6. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w fizycznych graficznych Miejscach Dostarczania Energii w rozszerzonych obszarach bilansowania systemu dystrybucyjnego, poprzez które następuje bilansowanie tego obszaru w FMDD_{RBIL} w podstawowym cyklu rozliczeniowym obowiązującym na RB:

Ilość energii rzeczywistej w FMDD_{RBIL} w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych PDP_{PEP} wchodzących w skład FMDD_{RBIL}, pomniejszona o sumę ilości energii elektrycznej w godzinie h w poszczególnych PDE_i wchodzących w skład fizycznych graficznych MDD_i

$$ER_{MDD_{RBIL}}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{PDE_{PEPi}}^h - \sum_{j \in i}^n ER_{fPDEi}^h$$

Gdzie:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 184 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

$ER_{MDD_{RBIL}}^h$ - ilość energii rzeczywistej w $F_{MDD_{RBIL}}$

$ER_{PDE_{PEPi}}^h$ - ilość energii rzeczywistej w PDP_{PEPi} w godzinie h poprzez które następuje dostarczanie energii do całego rozszerzonego obszaru bilansowania tj. do obszaru sieci administrowanej przez OSDn z podstawowego obszaru bilansowania systemu dystrybucyjnego administrowanego przez OSDp

ER_{FPDEi}^h - ilość energii rzeczywistej w godzinie h w FPDE z rozszerzonego obszaru bilansowania sieci administrowanej przez OSDn wchodzących w skład fizycznych grafików MDD_i

C.2.7. Dane pomiarowe przekazywane są do OSDp oraz, dla celów kontrolnych, do sprzedawców i POB zgodnie z zasadami i w trybie określonym w umowach zawartych pomiędzy OSDn a OSDp, sprzedawcami i POB

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

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

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn., nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego. Procedura dotyczy również przypadku rozdzielenia przez URDo umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, na oddzielne umowy: umowę sprzedaży energii elektrycznej i umowę oświadczenie usług dystrybucji.

D.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSDn, jest generalna umowa dystrybucji, zawarta przez sprzedawcę z TIEW S.A.. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSDn. oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną

D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy lub dokonać rozdzielenia umowy kompleksowej muszą spełniać postanowienia pkt. II.4.7. IRiESD.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 185 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych URDo do wymagań określonych w IRiESD i rozporządzeniu pomiarowym nie dotyczy rozdzielenia umowy kompleksowej.

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

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

D.1.5. Nowa umowa sprzedaży energii elektrycznej zawarta pomiędzy URDo a sprzedawcą wchodzi w życie po skutecznym rozwiązaniu przez URDo dotychczas obowiązującej umowy, z uwzględnieniem zapisów obowiązującej umowy dystrybucji oraz przy zachowaniu terminów o których mowa w pkt. D.2.3.

D.1.6. 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.1.7. 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. URD może mieć w danym okresie dla jednego PPE obowiązującą i realizowaną tylko jedną umowę regulującą zasady świadczenia usług dystrybucji.

D.1.9. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 186 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

D.1.10. Proces zmiany sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu 21 dni kalendarzowych licząc od momentu otrzymania przez TIEW S.A. powiadomień, o których mowa w pkt D.2.1.

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

D.2.1. URDo za pośrednictwem Sprzedawcy zgłasza do OSDn w formie powiadomienia informacje o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej.

Powiadomienie jest zgłaszane do OSDn na formularzu udostępnionym przez OSDn.

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.

Sprzedawca nie może dokonać powiadomienia TIEW 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 TIEW S.A. zamieszczony jest na stronie internetowej pod adresem www.tiew.pl. Do powiadomienia należy dołączyć dokumenty zgodnie z wykazem zawartym w formularzu powiadomienia.

D.2.3. Powiadomienie o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej winno być dokonane na co najmniej 21-dni przed planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży w ramach nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej (dotyczy również przypadku rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w ramach nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej po rozdzielenia umowy kompleksowej).

W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSDn lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn, powiadomienie winno być złożone wraz z wnioskiem o zawarcie umowy dystrybucji. Planowany termin wejścia w życie umowy sprzedaży energii

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 187 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

elektrycznej wskazany w powiadomieniu jest weryfikowany przez OSDn. OSDn poinformuje Sprzedawcę o dacie uruchomienia dostaw, która może być inna niż wskazana w powiadomieniu.

D.2.4. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania OSDn 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 OSDn z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem.

D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo

D.3.1. URDo dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej.

D.3.2. URDo wypowiedzi dotychczasową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową. Data zakończenia obowiązywania umowy wskazana w zgłoszeniu umowy sprzedaży przekazanym do TIEW S.A. przyjmowana jest jako dzień skutecznego rozwiązania przez URDo dotychczasowej umowy sprzedaży.

D.3.3. URDo poprzez upoważnionego przez niego nowego sprzedawcę powiadamia OSDn (na zasadach opisanych w pkt. D.2.) o zawarciu umowy sprzedaży przez tego URDo z nowym sprzedawcą; w powiadomieniu sprzedawca może określić dzień rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej URDo, w przypadku, gdy dzień ten przypada później niż 21 dni od daty powiadomienia.

URDo, w dniu złożenia przez sprzedawcę powiadomienia powinien mieć zawartą umowę o świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej z OSDn za wyjątkiem sytuacji opisanej w pkt. D.2.3.

D.3.4. TIEW S.A. w terminie do 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3, dokonuje jego weryfikacji w zakresie określonym w pkt. D.2.2. oraz informuje podmiot który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.

Powiadomienia weryfikowane są również w zakresie dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, nie stanowiącego własności TIEW S.A., do wymagań zawartych w pkt. II.4.7. IRiESD oraz posiadania przez URDo umowy o świadczenie usług dystrybucji z TIEW S.A..

D.3.5. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.3.3. zawiera mało istotne braki formalne TIEW S.A. informuje o tym podmiot, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki i informując o konieczności ich uzupełnienia.

D.3.6. Jeżeli braki formalne, o których mowa w punkcie D.3.5. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, TIEW S.A. dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia o którym mowa w pkt. D.3.3., informując o tym podmiot który przedłożył powiadomienie oraz dotychczasowego sprzedawcę.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 188 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- D.3.7. TIEW S.A., w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.4 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.3.8. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia o jego wyniku informowany jest dotychczasowy sprzedawca w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.4
- D.3.9. W celu realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. D.3.1, URDo zawiera z TIEW S.A. umowę o świadczenie usług dystrybucji lub dokonuje aktualizacji umowy. Umowa dystrybucji może być zawarta przez upoważniony podmiot (np. Sprzedawcę) w imieniu i na rzecz URDo.

**E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO
W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO**

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

POB jest ustanawiany przez:

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

W przypadku URDo przyłączonego do sieci TIEW 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 TIEW S.A., na formularzu zgodnym z wzorem określonym w umowie dystrybucji, który jest zamieszczony na stronie internetowej TIEW 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) TIEW 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) TIEW S.A. w przypadku pozytywnej weryfikacji:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 189 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- 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 URD_o posiadających umowę sprzedaży lub umowę kompleksową ze Sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_w oraz URD_{ME} do MB nowego POB,
- 4) TIEW 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 TIEW S.A., o ile umożliwi on dokonywanie takich powiadomień.

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 TIEW 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 TIEW 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, TIEW 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 190 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

MB_W , MB_{AW} , MB_{AFW} lub MB_{APV} ;

- 4) URDo mogą być bilansowani handlowo tylko w jednym z następujących MB: MB_O lub MB_{AO} ;
- 5) URDME 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 TIEW 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 TIEW 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 URDo lub na TIEW S.A. w przypadku utraty POB przez URD_W lub URD_{ME} .
- E.7. Jeżeli sprzedaży energii do URDo lub URD_{ME} w przypadku o którym mowa w pkt. E.6., nie przejmie sprzedawca rezerwowy lub URDo lub URD_{ME} utraci sprzedawcę rezerwowego, a URDo lub URD_{ME} nie wskaże nowego sprzedawcy rezerwowego albo sprzedawca rezerwowy utraci wskazanego przez siebie POB jako odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas URDo lub URD_{ME} traci sprzedawcę rezerwowego. W takim przypadku URDo nie posiada ważnej umowy sprzedaży energii elektrycznej, w związku z czym umowa o świadczenia usług dystrybucji zawarta z TIEW S.A. zostaje rozwiązana. Energia pobrana przez URDo lub URD_{ME} w okresie poprzedzającym rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji będzie rozliczona po cenie stanowiącej pięciokrotność ceny energii elektrycznej o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt. 18 litera b) ustawy Prawo energetyczne.
- E.8. OSDp 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 oraz TIEW S.A., o braku możliwości bilansowania handlowego przez

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 191 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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 TIEW S.A., sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.

E.10. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URD_W jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSDn i OSDp oraz sprzedawcy lub URD_W, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.

E.11. Powiadomienie TIEW 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 TIEW S.A., chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana POB zgodnie z procedurą określoną w pkt E.2. – E.4.

E.12. Powiadomienie TIEW S.A. o zakończeniu prowadzenia przez POB bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD_W powinno nastąpić niezwłocznie po podjęciu decyzji przez POB lub uzyskaniu takiej informacji przez Sprzedawcę lub URD_W, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed zakończeniem przez POB bilansowania handlowego Sprzedawcy lub URD_W.

W przypadku nie dotrzymania powyższego terminu, POB będzie prowadził bilansowanie handlowe Sprzedawcy lub URD_W przez 15 dni kalendarzowych od daty skutecznego powiadomienia TIEW S.A., o którym mowa w zdaniu pierwszym, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana POB zgodnie z procedurą określoną w punktach E.2. - E.4.

F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

F.1. TIEW S.A. (OSDn) 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 TIEW S.A.:

a) na stronach internetowych TIEW S.A pod adresem www.tiew.pl,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 192 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych TIEW S.A.,

c) w siedzibie TIEW S.A. (OSDn).

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

F.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie użytkowników systemu złożone pisemnie następującymi drogami:

a) osobiście w siedzibie TIEW S.A.,

b) listownie na adres TIEW S.A.,

c) pocztą elektroniczną na adres: osdn@tiew.pl,

d) faksem,

e) telefonicznie.

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

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

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

a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,

b) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,

c) procedurze zmiany sprzedawcy,

d) wymaganych umowach,

e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,

f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,

g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,

h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

F.5. TIEW S.A. zamieszcza na fakturach za świadczone usługi dystrybucyjne dane kontaktowe w zakresie obsługi klienta.

F.6. TIEW S.A. 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, TIEW S.A. przedstawia aktualną listę sprzedawców, o której mowa w pkt. A.3.8. lit. a) lub b).

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 193 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

G. ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI i UDOSTĘPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

TIEW S.A. (OSDn) nie przewiduje wykorzystywania standardowych profili zużycia. Za każdym razem będą dostosowywane układy pomiarowo-rozliczeniowe z pełnym profilem zużycia tj. dostosowane do rozliczeń dobowo-godzinowych.

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 (poczta elektroniczna).

H.3. URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa wnioski i reklamacje o których mowa w niniejszym rozdziale, wyłącznie do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt H.4. oraz pkt H.5. ppkt 7).

URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z TIEW S.A. umowę dystrybucji, reklamacje dotyczące umowy sprzedaży składa bezpośrednio do sprzedawcy, a reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do TIEW S.A.

Prosument, Prosument zbiorowy oraz Prosument wirtualny będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej do tego sprzedawcy.

H.4. TIEW 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 –

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 194 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
- b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
4. informowanie na piśmie z co najmniej:
- a) rocznym wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
- b) trzyletnim wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
- c) tygodniowym wyprzedzeniem – o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.
5. kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci.
6. przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez TIEW S.A. dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt. II 3.2.3.
7. przyjmowanie od Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, a także rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, o ile prosument ten posiada zawartą umowę dystrybucji z TIEW S.A.
- 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 TIEW S.A. TIEW 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 TIEW S.A. w ciągu 2 dni

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 195 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

roboczych w formie elektronicznej. TIEW S.A. bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. TIEW 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. TIEW 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 TIEW S.A w terminie 2 dni roboczych. TIEW 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 TIEW S.A. przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. TIEW 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 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 TIEW 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 196 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

sprzedawca przekazuje TIEW S.A. elektronicznie ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych.

TIEW 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 TIEW S.A. bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, TIEW S.A. przekazuje sprzedawcy informacje niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:
- ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez TIEW 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 TIEW S.A. a sprzedawcą,
- 6c) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje TIEW S.A. reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. TIEW 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 energii elektrycznej, bądź nie wykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do TIEW S.A. w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. TIEW S.A. niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 197 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

8) W przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie TIEW S.A., w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do TIEW 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 dostarczone w formie pisemnej do siedziby TIEW S.A. lub przesłane pocztą elektroniczną na adres wskazany na stronie internetowej TIEW S.A.

H.7. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do TIEW 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 TIEW S.A.

H.8. TIEW 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 TIEW S.A. usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy TIEW S.A.,
- c) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy – jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego udostępnionego przez TIEW S.A. do sprzedawcy,
- d) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej – w pozostałych przypadkach dotyczących URD będących konsumentami,
- e) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach dotyczących URD niebędących konsumentami.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 198 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, TIEW 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. lit. b) - e) – w sposób określony w pkt H.2.
- H.10. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez TIEW 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 TIEW S.A. z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:
- a) zakres nieuwzględnionego przez TIEW 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. TIEW S.A. rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie:
- a) nieprzekraczającym 14 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD będących konsumentami, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej, albo
 - b) nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD niebędących konsumentami.

TIEW 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. TIEW 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. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- I.1. TIEW S.A. identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- I.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:
- a) ograniczenia elektrowniane,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 199 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- b) ograniczenia sieciowe.
- I.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - c) działanie siły wyższej,
 - d) realizację polityki energetycznej państwa.
- I.4. TIEW S.A. identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez TIEW S.A. na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- I.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez TIEW 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. TIEW 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 TIEW S.A. prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej w szczególności przez:
- a) zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej;

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 200 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</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 TIEW 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, TIEW S.A. podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 201 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 202 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</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
CSIRE	Centralny system informacji rynku energii
CROz	Cena rozliczeniowa zakupu energii na rynek bilansujący
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
EIC	Schemat kodowania identyfikacji na rynku energii (Energy Identification Coding Scheme)
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD- Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IRiESP-OIRE	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej część „Sposób funkcjonowania Centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy Operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako Operator informacji rynku energii, z Użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z Centralnego systemu informacji rynku energii”.
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 203 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych albo magazyny energii elektrycznej, 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.
f_{MB}	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
w_{MB}	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
f_{MDD}	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 204 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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
OIRE	Operator informacji rynku energii
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
PP	Punkt pomiarowy
PPB	Punkt pomiarowy - licznik bilansujący
PPI	Punkt pomiarowy - inny
PPW	Punkt pomiarowy - punkt wymiany
Prosument	Prosument energii odnawialnej
Prosument wirtualny	Prosument wirtualny energii odnawialnej
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P _{st} , zgodnie ze wzorem:

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 205 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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
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:

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

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"> • URB_{SD} – odbiorca sieciowy • URB_{OK} – odbiorca końcowy
URB_{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 206 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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.
Analizator jakości energii elektrycznej	Przyrząd pomiarowy służący do pomiarów jakości energii elektrycznej.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5% całkowitej bieżącej produkcji.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bezpośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, bez przekładników prądowych ani napięciowych, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 207 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 wyznaczone 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 fotowoltaiczna	Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii elektrycznej, wykorzystująca do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego. Farma fotowoltaiczna stanowi jednostkę wytwórczą.
Farma wiatrowa	Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii, wykorzystująca turbiny wiatrowe do wytwarzania energii elektrycznej z energii wiatru. Farma wiatrowa stanowi jednostkę wytwórczą.
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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 208 / 281</i>
<p><i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i></p>	<p><i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i></p>

	umożliwiającej rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (pMDD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych), w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
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.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 209 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Grupy przyłączeniowe

Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób:

- a) grupę I stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
- b) grupę II stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
- c) grupę III stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, jednak niższym niż 110 kV,
- d) grupę IV stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW,
- e) grupę V stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW,
- f) grupę VI stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci przez 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, jednak 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 Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

Jednostka wytwórcza

Wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 210 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.

W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016) - NC RfG, w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie (typy) modułów wytwarzania energii, tj. typ A, B, C i D oraz wartości graniczne progów mocy dla tych modułów. Na podstawie art. 5 ust. 3 powołanego rozporządzenia zostały opracowane przez OSP i zatwierdzone przez Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D.

Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana

Jednostka wytwórcza:

- a) przyłączona do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
- b) kondensacyjna o mocy osiągalnej równej lub wyższej niż 100 MW przyłączona do skoordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowa przyłączona do skoordynowanej sieci 110 kV, albo
- c) przyłączona do skoordynowanej 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;

Kod EIC

Kod służący do identyfikacji podmiotów na europejskim rynku energii. Kody nadawane są przez Centralne Biuro Kodów EIC (ENTSO-E) i przez Lokalne Biura Kodów EIC w poszczególnych krajach. W Polsce Lokalne Biura Kodów EIC prowadzone są przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (numer identyfikacyjny 19) oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (numer identyfikacyjny 53).

Koordynowana sieć 110 kV

Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 211 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
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 / Licznik energii elektrycznej	Licznik zdalnego odczytu oraz licznik konwencjonalny.
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 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 212 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

	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	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji, lub 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 większa niż 50kW.
Minimalna moc dyspozycyjna netto	Moc minimum technicznego netto powiększona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.
Mikroźródło	Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16 A.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 213 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach piętnastominutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.

Moc umowna

Moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci, określona:

- a) w 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) w 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 tego 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) w 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

Łączna moc znamionowa czynna:

- a) zespołu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej – zespołu prądotwórczego, podana przez producenta na tabliczce znamionowej, a w przypadku jej braku, moc znamionowa czynna tego zespołu określona

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 214 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

	<p>przez jednostkę posiadającą akredytację Polskiego Centrum Akredytacji – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz lub biogaz rolniczy,</p> <p>b) generatora, modułu fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego podana przez producenta na tabliczce znamionowej – przypadku instalacji innej niż wskazana w lit. a).</p>
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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 215 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych:

- a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami,
- b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.

Obiekt	Budynek lub budowla w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, z późn. zm.), a także ich wyodrębnioną część albo zespół budynków lub budowli, które mieszczą się pod jednym adresem lub w jednej lokalizacji, wraz z urządzeniami połączonymi ze sobą siecią lub instalacją odbiorczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej – w celu dostarczania energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej, o których mowa odpowiednio w art. 5 ust. 1 i 3 Ustawy, zawartych z tym samym odbiorcą, przy wykorzystaniu jednego lub więcej przyłączy tworzących kompletny układ zasilania.
Obiekt pomiarowy	Zbiór fizyczny lub wirtualny obejmujący co najmniej jeden PP.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar regulacyjny	Sieć elektroenergetyczna wraz z przyłączonymi do niej urządzeniami do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, zdolne do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania warunków obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 216 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

	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 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.
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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 217 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 218 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Pośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Półpośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, wraz z przekładnikami prądowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Potrzeby własne jednostki wytwórczej	Grupa urządzeń i układów technologicznych pojedynczej jednostki wytwórczej, niezbędna do realizacji procesu wytwarzania energii elektrycznej.
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Proces rynku energii	Sekwencja działań realizowanych przez co najmniej dwa podmioty będące Użytkownikiem systemu elektroenergetycznego lub OIRE, na podstawie których następuje sprzedaż energii elektrycznej, jej wprowadzenie do sieci lub pobór lub świadczenie usług związanych z energią elektryczną.
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).

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 219 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Prosument wirtualny energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, pod warunkiem, że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej.
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.
Przełącznik SCO	Wyodrębniony przełącznik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której generowany jest sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 220 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

	lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego, które świadczy na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	Punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Punkt pomiarowy (PP)	Miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci elektroenergetycznej, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej.
Punkt pomiarowy - inny (PPI)	Punkt pomiarowy w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej, niebędący PPB albo PPE albo PPW.
Punkt pomiarowy - licznik bilansujący (PPB)	Punkt pomiarowy w sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej dla stacji elektroenergetycznej transformującej średnie napięcie na niskie (SN/nN), stanowiącej element sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.
Punkt pomiarowy - Punkt wymiany (PPW)	Punkt pomiarowy w sieci, w którym dokonuje się pomiaru wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych OSDp.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 221 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Reprezentant prosumentów	Osoba fizyczna, osoba prawna lub jednostka organizacyjna niebędąca osobą prawną, której ustawa przyznaje zdolność prawną, uprawnioną na podstawie umowy, o której mowa w art. 4a ust. 1 Ustawy OZE, do reprezentacji prosumentów wirtualnych energii odnawialnej lub prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, w szczególności w relacjach z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zarządcą budynku wielolokalowego lub organami administracji architektoniczno-budowlanej, a w przypadku prosumenta wirtualnego energii odnawialnej – także podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe.
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.
Rezerwowa umowa kompleksowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.
Rozporządzenie pomiarowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. z 2022 r., poz. 788).
Rozporządzenie systemowe	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2023 r., poz. 819).
Rozporządzenie taryfowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2022 r., poz. 2505, z późn. zm.).
Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci
Rynek detaliczny	Segment rynku energii elektrycznej obejmujący odbiorców końcowych na obszarze działania TIEW S.A., gdzie dostawcy oferują odbiorcom dostawę energii, konkurując ze sobą ceną i warunkami dostawy.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 222 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączenie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER), spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Skorygowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku, gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne.
Służba dyspozytorska lub ruchowa	Komórka organizacyjna przedsiębiorstwa elektroenergetycznego uprawniona do prowadzenia ruchu sieci i kierowania pracą jednostek wytwórczych.
Spółdzielnia energetyczna	Spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 223 / 281</i>
<p><i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i></p>	<p><i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i></p>

	<p>przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej.</p>
Sprzedawca	<p>Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.</p>
Sprzedawca rezerwowy	<p>Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, wskazane przez URD, zapewniające temu URD sprzedaż rezerwową.</p>
Sprzedaż energii elektrycznej	<p>Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.</p>
Sprzedaż rezerwowa	<p>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.</p>
Stacja ładowania	<p>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> <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	<p>Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.</p>
Statyzm	<p>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</p>

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 224 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

	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 pomiarowy	System zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do Centralnego systemu informacji rynku energii.
System zdalnego odczytu	System informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Taryfa TIEW S.A.	Zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez TIEW S.A. i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą Prawo energetyczne.
TCM	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies”) przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r. z późn. zmianami) lub Kodeksów sieci.
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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 225 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

	wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne.
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 (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 226 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Układ pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ SCO	Zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przekaźnika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
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 przyrzędu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrzędu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrzędu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 227 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

	przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, 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 dostaw energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej, lub z powodu

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 228 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

**Zarządzanie
ograniczeniami
systemowymi**

zgłoszenia/powiadomienia przez sprzedawcę umowy kompleksowej niezgodnie z przedmiotem GUD-K.

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.

**Zastępcze dane
pomiarowe**

Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 229 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</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.4.1.7. 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. TIEW 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 TIEW S.A. w sposób trójfazowy.
- 1.4. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla TIEW S.A. Nie dopuszcza się przyłączania źródeł wytwórczych w układach odczepowych linii 110 kV.
- 1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej, powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. TIEW 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 TIEW S.A. i w obecności jego przedstawiciela.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 230 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 1.8. Instalacja odnawialnego źródła energii wykorzystywana przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego powinna spełniać wymogi określone dla jednostek wytwórczych w IRiESD oraz w przepisach odrębnych.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

- 2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:

- a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,
- b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.

Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje.

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

- 2.2. W przypadku, gdy jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej na wyspę urządzeń tego wytwórcy, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od sieci dystrybucyjnej, wyposażony w system zdalnego sterowania z odwzorowaniem jego stanu pracy.
- 2.3. TIEW 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 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 231 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

urządzenie łączeniowe określone w pkt.2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.

- 3.3. Zabezpieczenia powinny spełniać wymagania zawarte w pkt. II.4.5.5.IRiESD.
- 3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami o mocy maksymalnej powyżej 200 kW powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.5. TIEW S.A. decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.
- 3.6. W zależności od rodzaju jednostki wytwórczej zabezpieczenia powinny powodować otwarcie łącznika:

- a) określonego w pkt. 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
- b) określonego w pkt. 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.

- 3.7. TIEW 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).

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 232 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 3.10. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.
- 3.11. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączenia elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.12. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym, automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z TIEW S.A.
- 3.13. TIEW 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 TIEW S.A. w warunkach przyłączenia.
- 4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.
- 4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
- 4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.
- 4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowozbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 233 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 – $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$,
- 5.5. TIEW S.A. może ustalić węższe 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 TIEW S.A.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 234 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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 harmonicznnych 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 harmonicznnych, powinien być spełniony następujący warunek:

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

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 235 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- 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. DODATKOWE KRYTERIA OCENY MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 236 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

7.A. Opisane w pkt. od 7.1. do 7.3. niniejszego załącznika kryteria, służą wykonaniu wstępnej ekspertyzy (wstępnej oceny) możliwości przyłączenia źródła energii elektrycznej do sieci SN oraz zasilającej jej stacji 110/SN (GPZ), a także selekcji analizowanych źródeł energii elektrycznej. Niespełnienie określonych poniżej kryteriów przez analizowane źródło energii, może być uznane za podstawę do odmowy wydania warunków przyłączenia z powodu braku możliwości technicznych przyłączenia do sieci. Natomiast spełnienie tych kryteriów, obliguje dalszą analizę wpływu przyłączanego źródła na pracę systemu elektroenergetycznego, w tym wykonanie pełnej ekspertyzy.

7.1. Kryterium zapasu mocy w stacji 110/SN

7.1.1. Kryterium to służy do określenia poziomu mocy wytwórczej możliwej do przyłączenia w danej stacji 110/SN (bezpośrednio lub poprzez istniejącą sieć SN), przy uwzględnieniu:

- a) mocy transformatorów 110/SN,
- b) minimalnym obciążeniu poszczególnych sekcji,
- c) mocy zainstalowanej źródeł przyłączonych lub planowanych do przyłączenia do sieci SN współpracującej z daną stacją 110/SN.

7.1.2. Kryterium to jest opisane zależnością:

$$S_{tr} - |\sum S_{Gn} - S_{obc}| > 0$$

gdzie:

S_{tr} - moc znamionowa transformatora 110/SN [MVA]

$\sum S_{Gn}$ - suma mocy zainstalowanych źródeł w sieci SN [MVA]

S_{obc} - minimalne obciążenie [MVA]

Kryterium to należy zastosować dla pracy stacji 110/SN, gdzie obie sekcje rozdzielni SN są zasilane z jednego transformatora (niezależnie od normalnego układu pracy stacji), przy czym jako wartość S_{tr} należy przyjąć moc transformatora 110/SN o mniejszej mocy.

$\sum S_{Gn}$ należy przyjąć jako sumę mocy zainstalowanych wszystkich źródeł przyłączonych i planowanych do przyłączenia do sieci SN (wydane warunki przyłączenia) zasilanej z obu sekcji GPZ-tu. Przy określeniu wartości mocy S_{Gn} należy przyjąć $\text{tg}\varphi=0,4$.

S_{obc} należy przyjąć jako minimalne obciążenie GPZ-tu w ciągu roku. Przy określeniu wartości S_{obc} należy przyjąć $\text{tg}\varphi=0,4$.

7.1.3. Przedmiotowe kryterium oceny ma charakter ultymatywny.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 237 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- a) niespełnienie opisanego kryterium uprawnia do odmowy wydania warunków przyłączenia oraz zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej analizowanego źródła,
- b) wyjątkiem od sytuacji o której mowa w ppkt. a) może być przypadek w którym w stacji 110/SN planuje się wymianę transformatorów na jednostki o większej mocy.

7.2. Kryterium stabilności lokalnej

7.2.1. Kryterium to służy do stwierdzenia, czy stan systemu elektroenergetycznego w punkcie przyłączenia (PCC) pozwala na przyłączenie źródła w szczególności o niestabilnej i nieprzewidywalnej generacji.

Ponieważ parametrem opisującym jakość systemu jest moc zwarciowa, w związku z tym kryterium to uwzględnia relację pomiędzy:

- a) określoną mocą zwarciową w punkcie przyłączenia (PCC),
- b) mocą znamionową przyłączanego źródła.

7.2.2. Kryterium to jest opisane zależnością:

$$S_{kPCC} > 20 * \Sigma S_n$$

gdzie:

S_{kPCC} - moc zwarciowa w PCC [MVA]

ΣS_n - suma mocy znamionowych poszczególnych turbin składających się na dane źródło energii elektrycznej [MVA]

Wartość S_{kPCC} jest mocą zwarciową od systemu elektroenergetycznego w punkcie przyłączenia źródła (PCC) w układzie normalnym pracy sieci SN.

W obliczeniach należy uwzględnić wartość mocy zwarciowej na szynach SN w GPZ-cie w układzie normalnym pracy GPZ-tu.

Zapis ΣS_n oznacza prostą sumę, w przypadku przyłączenia źródła do istniejącej sieci SN, co wynika ze specyfiki farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN (do trzech turbin, na niewielkim obszarze o zbliżonych warunkach wiatrowych).

7,2,3, Przedmiotowe kryterium ma charakter ultymatywny.

- a) niespełnienie opisanego kryterium uprawnia do odmowy wydania warunków przyłączenia oraz zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej analizowanego źródła,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 238 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- b) wyjątkiem od sytuacji o której mowa w ppkt. a) może być sytuacja, w której w sieci współpracującej z analizowanym źródłem, planuje się działania prowadzące do spełnienia tego kryterium tj. zwiększające poziom S_{kPCC} .

7.3. Kryterium dynamicznej zmiany napięcia

7.3.1. Kryterium to służy do stwierdzenia czy poziom wahań napięcia związanych z procesami łączeniowymi pozwala na przyłączenie źródła o niestabilnej i nieprzewidywalnej generacji, przy uwzględnieniu:

- określonej mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia (PCC),
- mocy znamionowej przyłączanego źródła,
- parametrów technicznych danego typu turbiny.

Kryterium to powinno się stosować jedynie przy analizie możliwości przyłączenia farm wiatrowych.

7.3.2. Kryterium to jest opisane zależnością:

$$d = k_u * \frac{S_{ng}}{S_{kPCC}} < 0,03$$

gdzie:

S_{kPCC} - moc zwarciowa w PCC [MVA]

S_{ng} - największa moc znamionowa pojedynczej turbiny [MVA] w farmie wiatrowej

k_u - wskaźnik zmiany napięcia

Wartość S_{kPCC} należy przyjąć taką jak dla kryterium o którym mowa w pkt.7.2.

Wartość k_u należy przyjąć wg danych podanych we wniosku o wydanie warunków przyłączenia lub tzw. „wind testu”, dla wariantu łączy przy znamionowej prędkości wiatru i wartości kąta impedancji sieci:

- $\Psi_k=85$ - w przypadku przyłączenia źródła do szyn rozdzielni SN stacji 110/SN (GPZ),
- $\Psi_k=50$ - w przypadku przyłączenia źródła do istniejącej sieci SN.

7.3.3. Przedmiotowe kryterium oceny ma charakter ultymatywny:

- niespełnienie opisanego kryterium uprawnia do odmowy wydania warunków przyłączenia oraz odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej analizowanego źródła,
- wyjątkiem od sytuacji o której mowa w ppkt. a) może być przypadek w którym w sieci współpracującej z analizowanym źródłem, planuje się działania prowadzące do spełnienia tego kryterium tj. zwiększające poziom S_{kPCC} .

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 239 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

7.4. Kryteria oceny możliwości przyłączenia źródeł do sieci nN

- 7.4.1. Podstawowym wymaganiem dla źródeł przyłączanych do sieci nN jest spełnienie zależności, aby całkowita moc przyłączeniowa wszystkich źródeł (pracujących lub planowanych do przyłączenia) nie przekroczyła mocy znamionowej transformatora zainstalowanego w stacji SN/nN. Należy również wziąć pod uwagę, aby moc przyłączeniowa wszystkich generatorów przyłączonych do stacji transformatorowej SN/nN nie przekraczała mocy szacowanego lub zmierzonego obciążenia transformatora (np. model średniorocznego obciążenia, dane z rejestratorów).
- 7.4.2. Źródła przyłączane lub przyłączone do sieci nN muszą być wyposażone w automatykę powodującą trwałe odłączenie źródła od sieci nN, w przypadku zaniku napięcia w tej sieci. Załączenie źródła może nastąpić po ponownym pojawieniu się napięcia ze zwłoką czasową określoną przez OSD w warunkach przyłączenia lub umowie o przyłączenie.

8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROŹRÓDEŁ WSPÓLPRACUJĄCYCH Z SIECIĄ DYSTRYBUCYJNĄ

8.1. Postanowienia ogólne

Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt.8 niniejszego załącznika obowiązują mikroźródła współpracujące z siecią dystrybucyjną, tzn.:

- a) przyłączone bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN;
- b) przyłączone do wewnętrznej sieci nN odbiorcy zasilanej z sieci dystrybucyjnej OSDn;

8.2. Przyłączanie mikroźródeł do sieci

8.2.1. Punktem przyłączenia do sieci dystrybucyjnej (PCC) mikroźródła, brany pod uwagę przy ocenie możliwości przyłączenia niezależnie od rzeczywistego miejsca przyłączenia, o którym mowa w pkt. 8.2.2, jest złącze w sieci dystrybucyjnej nN.

8.2.2. Punktem podłączenia jest punkt włączenia mikroźródła do sieci lub instalacji. Punktem podłączenia mogą być:

- a) zaciski prądowe na wyjściu w kierunku instalacji elektrycznej odbiorcy w złączu pomiarowym,
- b) zaciski prądowe rozdzielnic w instalacji elektrycznej rozdzielczej odbiorcy,
- c) zaciski prądowe w nowym złączu pomiarowymi.

Sposób przyłączenia mikroźródła jest uzależniony od jego mocy znamionowej:

- a) do 3 kW – jednofazowo lub wielofazowo,
- b) od 3 kW do 10 kW – wielofazowo.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 240 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- 8.2.3. Dla mikroźródeł, dla których punktem podłączenia jest złącze pomiarowe, należy zapewnić możliwość wyłączenia obwodu mikroźródła przez służby TIEW S.A., bez konieczności wyłączenia innych obwodów.
- 8.2.4. Złącze będące punktem przyłączenia (PCC) mikroźródła powinno być odpowiednio oznaczone.

8.3. Kryteria współpracy z siecią

- 8.3.1. Mikroźródło przyłączane do sieci dystrybucyjnej w określonym punkcie (PCC) powinno spełniać następujące kryterium:
- moc zwarciova w punkcie przyłączenia (PCC) powinna być przynajmniej 20 razy większa od sumy mocy znamionowych mikroźródeł przyłączonych do tego samego obwodu sieci nN zasilanego ze stacji SN/nN.
- 8.3.2. Wymagania dotyczące urządzeń łączeniowych zawarto w odpowiednich zapisach pkt. 2 niniejszego załącznika.
- 8.3.3. Wymagania dotyczące zabezpieczeń zawarto w odpowiednich zapisach pkt. 3 niniejszego załącznika.
Ponadto instalacja współpracująca z mikroźródłem powinna zostać wyposażona w następujące zabezpieczenia:
- a) dla mikroźródła podłączonego poprzez inwerter:
 - zabezpieczenia nadprądowe (przeciążeniowe),
 - zabezpieczenie podnapięciowe – instalowane w obwodzie mikroźródła,
 - b) dla mikroźródła podłączonego w sposób inny niż określono w pkt. a):
 - zabezpieczenia nadprądowe (przeciążeniowe),
 - zabezpieczenie podnapięciowe – instalowane w obwodzie mikroźródła,
 - zabezpieczenie nadnapięciowe – instalowane w obwodzie mikroźródła.

Wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami inwertera a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSDn (PCC).

Ze względu na koordynację zabezpieczeń minimalna moc przyłączeniowa odbiorcy (obiektu przyłączonego), do którego wewnętrznej instalacji elektrycznej ma zostać przyłączone mikroźródło, powinna być nie mniejsza niż 4,5 kW dla instalacji 1-fazowej oraz 12,5 kW dla instalacji 3-fazowej.

- 8.3.4. Wymagania dotyczące załączania mikroźródeł zawarto w odpowiednich zapisach pkt. 5 niniejszego załącznika.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 241 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

9.1. Postanowienia ogólne

- 9.1.1. 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.
- 9.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt. 9 niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.
- 9.1.3. 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. 9 niniejszego załącznika tylko w przypadku remontu lub modernizacji farmy wiatrowej. Farmy wiatrowe posiadające ważne warunki przyłączenia do sieci, uzgodnią z TIEW S.A. zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRiESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRiESD.
- 9.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:
- regulacja mocy czynnej,
 - praca w zależności od napięcia i częstotliwości,
 - załączanie do pracy i wyłączenie 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.
- 9.1.5. TIEW 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 242 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 9.1.6. 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.
- 9.1.7. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.
- 9.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określone przez TIEW 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.
- 9.1.9. TIEW 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.
- 9.1.10. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona na polecenie operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

9.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej

- 9.2.1. Farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV, powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy, umożliwiający 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.
- 9.2.2. 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.
- 9.2.3. 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%

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 243 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.

- 9.2.4. 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 TIEW S.A. poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.
- 9.2.5. Układ regulacji mocy poszczególnych jednostek wytwórczych, powinien zapewnić zmniejszenie mocy do co najmniej 20% mocy znamionowej w czasie mniejszym od 2 s.
- 9.2.6. 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.
- 9.2.7. TIEW S.A. z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.
- 9.2.8. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego odpowiedni operator systemu, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. TIEW S.A. określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

9.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

- 9.3.1. 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.,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 244 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- c) Przy $48,0 \leq f < 48,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,
 - d) Przy $47,5 \leq f < 48,0$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,
 - e) Przy $f < 47,5$ Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
 - f) Przy $50,5 < f \leq 51,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,
 - g) Przy $f > 51,5$ Hz farmę wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.
- 9.3.2. Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt. 8.3.1.a) i pkt.8.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w następującym zakresie:
- a) $105 \text{ kV} \div 123 \text{ kV}$ – dla sieci 110 kV,
 - b) $\pm 10\% U_n$ – dla sieci SN.
- 9.3.3. 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.
- 9.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyzce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmy wiatrowej.
- 9.3.5. TIEW 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.
- 9.3.6. TIEW 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.
- 9.3.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej, TIEW S.A. może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt. od 8.3.1. do 8.3.4.

9.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 245 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- 9.4.1. 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.
- 9.4.2. Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt. 9.2.3. niniejszego załącznika.
- 9.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.
- 9.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, TIEW 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.
- 9.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej, redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt.9.2.3. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

9.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

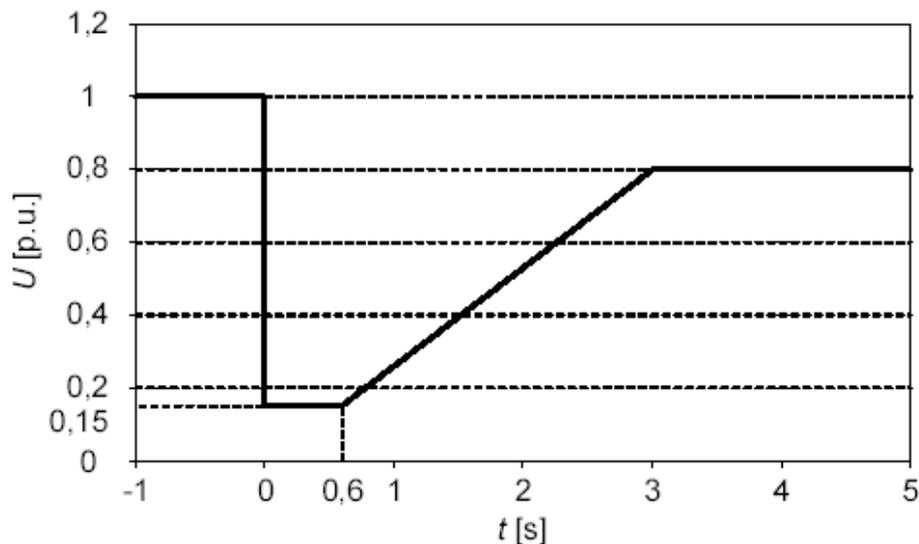
- 9.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.
- 9.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia. TIEW S.A. w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie, wraz z potrzebą zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.
- 9.5.3. 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.
- 9.5.4. 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 246 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 9.5.5. 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.

9.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

- 9.6.1. Farmy wiatrowe przyłączone do sieci 110kV 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.

- 9.6.2. W niektórych lokalizacjach, TIEW S.A. może wymagać, by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały z możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych moc bierną. Wymaganie to określa TIEW S.A. w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.
- 9.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, TIEW 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 247 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

9.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt. 9.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

9.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

9.7.1. 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.

9.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%

9.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (P_{st}) i długookresowego (P_{lt}) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:

a) $P_{st} < 0,35$ dla sieci 110 kV i $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,

b) $P_{lt} < 0,25$ dla sieci 110 kV i $P_{lt} < 0,35$ dla sieci SN.

9.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznymi napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznymi THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.

9.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt. od 9.7.1. do 9.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.

9.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznymi napięcia i prądu). Farmy wiatrowe przyłączane do sieci 110 kV powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.

9.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 248 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

9.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

9.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

9.8.1. 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.

9.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.

9.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmy wiatrowej.

9.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.

9.8.5. Na etapie opracowywania dokumentacji projektowej farmy wiatrowej, właściciel farmy jest zobowiązany przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą m.in. sprawdzenie:

- a) kompletności zabezpieczeń,
- b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,
- c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.

Analizę zabezpieczeń należy przekazać TIEW S.A.

9.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

9.9.1. 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 TIEW S.A.

9.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:

- a) mocy czynnej,
- b) mocy biernej,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 249 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,
 - d) współczynnika mocy $\cos \varphi$,
 - e) średniej dla farmy prędkości wiatru.
- 9.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
- a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
 - b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV,
 - c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 9.9.4. 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.
- 9.9.5. 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.
- 9.9.6. 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.
- 9.9.7. TIEW S.A. określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.
- 9.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i TIEW S.A. określa TIEW S.A. na etapie projektowania.
- 9.9.9. 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:
- a) rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,
 - b) rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 250 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

9.10. Testy sprawdzające

9.10.1. 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.

9.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 3 miesiące przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone na miesiąc przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.

Testy powinny być wykonane zgodnie z obowiązującymi przepisami przy zachowaniu należytej staranności i wiedzy technicznej, przez osoby posiadające odpowiednie kwalifikacje, wiedzę i doświadczenie. Operator systemu ma prawo uczestniczyć w przeprowadzeniu testów.

9.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:

- a) charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
- b) uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75 % mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
- c) odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągnięta 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.

9.10.4. TIEW S.A. wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.

9.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest TIEW S.A. w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 251 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 9.10.6. 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.

10. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

10.1. Wymagania techniczne

10.1.1. Wymagania ogólne

- 10.1.1.1. Mikroinstalacja przyłączona do sieci TIEW S.A. poprzez jedno przyłącze, powinna umożliwiać TIEW S.A. monitorowanie i sterowanie jej parametrami w sposób zintegrowany (jedno urządzenie sterujące – np. falownik lub integrator - zapewniające wspólne i jednoczesne sterowanie pracą wszystkich falowników, w tym wspólne zapewnienie spełnienia wymagań zawartych w IRiESD oraz kodeksach sieciowych).
- 10.1.1.2. 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 10.1.1.1.
- 10.1.1.3. Urządzenie sterujące o którym mowa w pkt 10.1.1.1. powinno być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC, który umożliwi przyjęcie od TIEW S.A. poleceń sterujących. Port wejściowy RS485 powinien być zlokalizowany w miejscu zapewniającym łatwy dostęp dla służb technicznych TIEW S.A. Urządzenie sterujące dostarcza TIEW S.A.

10.1.2. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

10.1.2.1. Wymagania ogólne

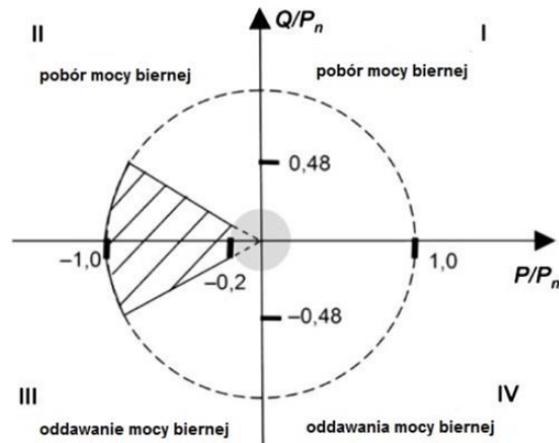
Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od $0,85 U_n$ do $1,1 U_n$ z następującą mocą bierną:

- a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez TIEW S.A. w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu od $\cos\varphi=0,9_{ind}$ do $\cos\varphi=0,9_{poj}$, gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 252 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

- 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

10.1.2.2. 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 $\cos\varphi = 0,9_{ind}$ do $\cos\varphi = 0,9_{poj}$ jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. urządzenia sterującego. W momencie uruchomienia mikroinstalacji należy ustawić tryb podstawowy zgodny z powyższym ppkt a). Zmiana trybu możliwa jest jedynie na polecenie TIEW S.A. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy – zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

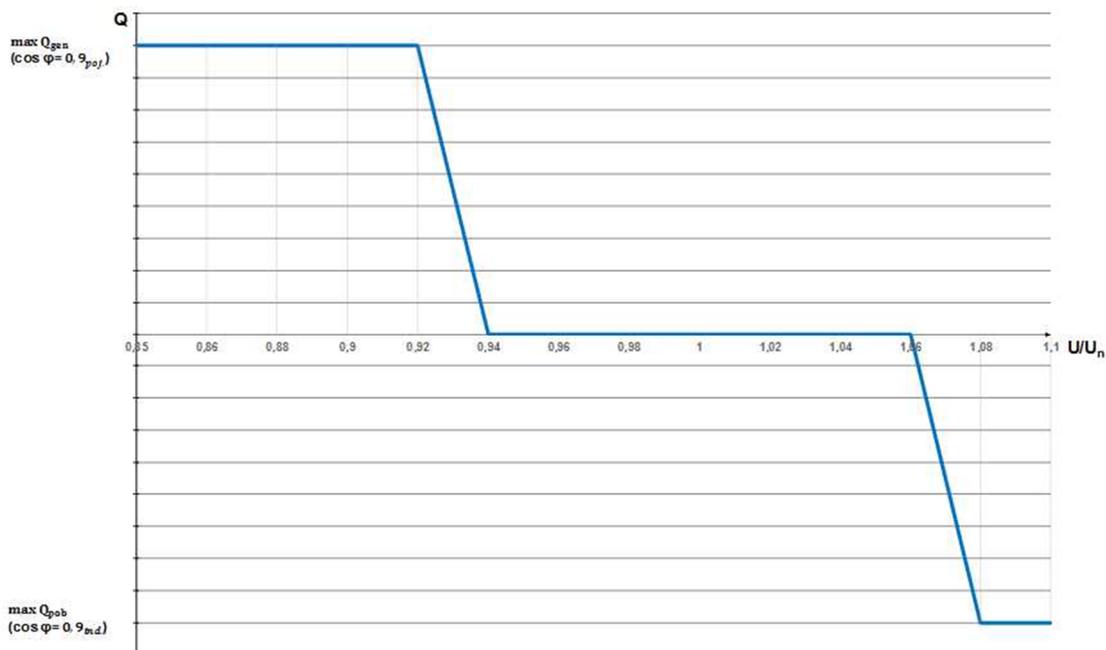
10.1.2.3. Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia - Q(U):

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 253 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

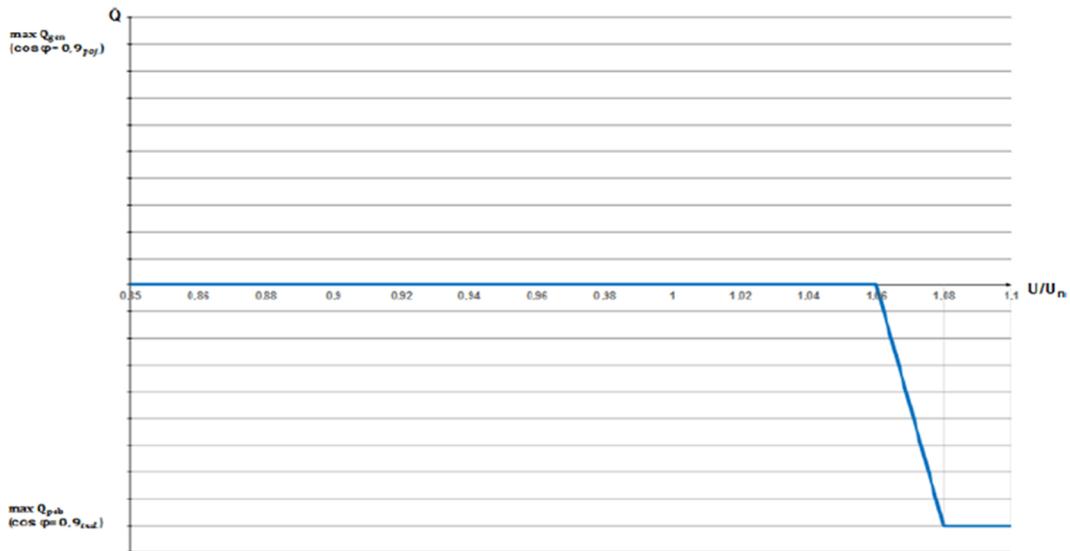
i 4.

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



Rys. 3. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez TIEW S.A.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 254 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

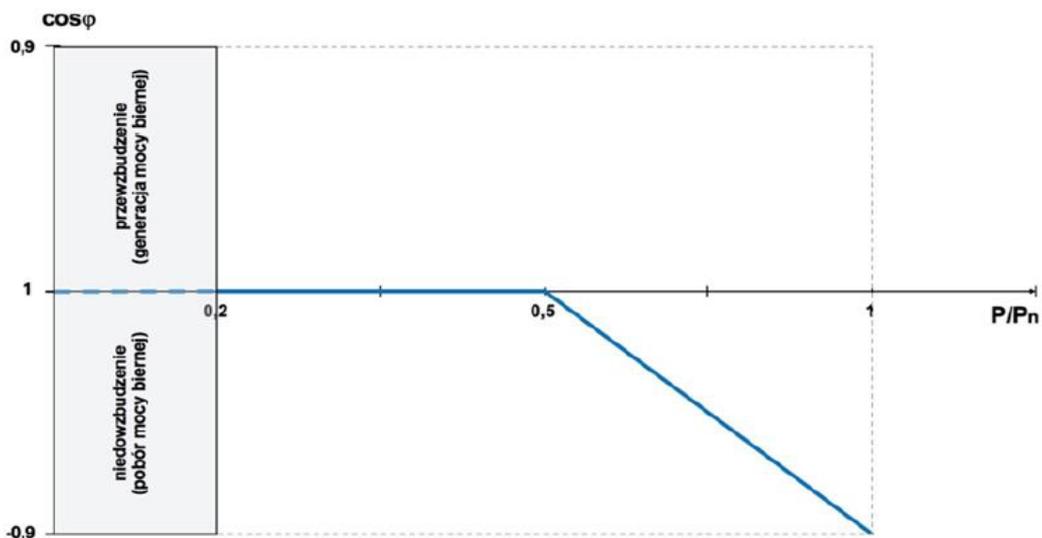


Rys. 4. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla mikroinstalacji podłączonych jednofazowo, wymagana przez TIEW S.A.

10.1.2.4. 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



Instr.

Dec.
56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r.
(uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą
Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019;
B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024,
B/2/2024)

281

Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

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

10.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej

10.1.3.1. Mikroinstalacja powinna umożliwiać przyjęcie od TIEW S.A. polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej oraz w przypadku mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej, poprzez port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC.

10.1.3.2. 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.

10.1.4. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń

10.1.4.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacje powinny posiadać wbudowany układ zabezpieczeń, składający się co najmniej z następujących zabezpieczeń:

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

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

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń nie mogą przekraczać granicznych wartości oraz innych parametrów ustalonych i wskazanych przez TIEW S.A., mających wpływ na pracę sieci elektroenergetycznej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 256 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

10.1.4.2. Wymagane nastawy układu zabezpieczeń

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

Tabela nr 1. Nastawy układu zabezpieczeń

Funkcje zabezpieczenia		Wymagane nastawienie wartości wyłączającej		Maksymalny czas odłączenia	Minimalny czas zadziałania
	Obniżenie napięcia	0,85 Un	195,5 V	1,5 s	1,2 s
U _{LN}	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
	Obniżenie napięcia	0,85 Un	340,0 V	1,5 s	1,2 s
U _{LL}	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 PE-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.

10.1.4.3. 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 TIEW S.A.

10.1.5. Załączanie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 257 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

10.1.5.1. Automatyczne ponowne załączenie po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń:

Nastawy dla ponownego załączenia po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń są następujące:

- a) Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,05 Hz,
- b) Zakres napięcia od 0,85 U_n do 1,10 U_n ,
- c) Minimalny czas obserwacji: 60 s.

Po ponownym załączeniu moc czynna generowana przez mikroinstalację nie powinna przekraczać gradientu 10% P_n /min.

10.1.5.2. Rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w warunkach normalnych:

Nastawy dla załączenia lub rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w wyniku rozruchu lub działania w warunkach normalnych są następujące:

- a) Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,1 Hz,
- b) Zakres napięcia od 0,85 U_n do 1,10 U_n ,
- c) Minimalny czas obserwacji: 60 s.

10.1.5.3. Synchronizacja:

Synchronizacja mikroinstalacji powinna być w pełni automatyczna, co oznacza że nie jest możliwe ręczne zamknięcie łącznika pomiędzy dwoma synchronizowanymi systemami.

10.1.5. Jakość energii.

Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej i Ustawy.

10.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

10.2.1. Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji (w przypadku mikroinstalacji przyłączonych przez falownik - bezpośrednio z falownika).

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 258 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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, 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.

10.2.2. 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.

10.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności od zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.

W przypadku wątpliwości interpretacyjnych należy wystąpić ze stosowanym zapytaniem do TIEW S.A.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 259 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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

Pn [kW]	Pn ≤ 3,68	3,68 < Pn ≤ 10	10 < Pn ≤ 50
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez TIEW S.A.			Możliwość zdalnego sterowania mocą czynną oraz możliwość zdalnego odłączania 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 charakterystyce Q(U) i $\cos\phi(P)$		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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 260 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

11. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ TIEW S.A.

11.1. 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).

11.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości

11.2.1. Odpowiedź mocą na podwyższoną częstotliwość (tryb LFSM-O)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na podwyższoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania A, B, C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-O (50,2 Hz – 50,5 Hz, wartość domyślna 50,2 Hz) nie powinny zmniejszać mocy ładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci poniżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy ładowania w przypadku osiągnięcia maksymalnej pojemności ładowania oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości, powinny zmniejszać moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

11.2.2. 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%,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 261 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy rozładowania w przypadku osiągnięcia minimalnej pojemności oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości powinny obniżać moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

12. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH I FARM FOTOWOLTAICZNYCH

12.1. Zdalne sterowanie farmą wiatrową (interwencyjne)

12.1.1. W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu, wymaga się, aby farma wiatrowa była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami TIEW S.A. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka centrum dyspozytorskiego należy zapewnić możliwość:

- 1) zadawania maksymalnego, dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (zmiany mocy czynnej),
- 2) zmiany mocy biernej (w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej),
- 3) wyłączenia całkowitego farmy wiatrowej (oddziaływania na wyłącznik w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej).

W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zmianę trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (on-line).

12.1.2. Zadawanie wartości wielkości regulowanych powinno być możliwe w wielkościach bezwzględnych. Algorytm systemu sterowania i regulacji farmą wiatrową musi być dostosowany do realizacji tego wymagania.

12.1.3. Wymaganie zdalnego sterowania stosuje się, niezależnie od wymogu zapewnienia łączności dyspozytorskiej głosowej, zgodnie z IRiESD.

12.1.4. TIEW S.A. ma prawo do zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej poprzez oddziaływania na wyłącznik w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane z poziomu służb dyspozytorskich TIEW S.A. OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), zastrzega sobie możliwość, za pośrednictwem służb dyspozytorskich TIEW S.A., interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 262 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

TIEW S.A. wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb dyspozytorskich operatora.

- 12.1.5. W przypadku, gdy zniżenie mocy czynnej lub całkowite wyłączenie farmy wiatrowej wystąpi w sytuacji braku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozliczenia finansowe z tego tytułu każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawartej z operatorem systemu inicjującym wydanie polecenia zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej lub wydanie polecenia jej wyłączenia, chyba że postanowienia warunków o przyłączenie lub umów zawartych pomiędzy TIEW S.A. i farmą wiatrowej nie gwarantują farmie wiatrowej niezawodnych dostaw energii elektrycznej lub wyłączają roszczenia z tytułu całkowitego wyłączenia lub zniżenia mocy czynnej.

12.2. Zdalne sterowanie farmą fotowoltaiczną (interwencyjne) przyłączoną

- 12.2.1. TIEW S.A. ma prawo do zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy fotowoltaicznej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy fotowoltaicznej poprzez oddziaływanie na wyłącznik w torze wyprowadzenia mocy farmy fotowoltaicznej, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich TIEW S.A. OSP, dokonuje interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci TIEW S.A., przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb dyspozytorskich TIEW S.A.
- 12.2.2. W przypadku, gdy zniżenie mocy czynnej lub całkowite wyłączenie farmy fotowoltaicznej wystąpi w sytuacji braku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozliczenia finansowe z tego tytułu, każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawartej z operatorem systemu inicjującym wydanie polecenia zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej, chyba że postanowienia warunków o przyłączenie lub umów zawartych dla farmy fotowoltaicznej nie gwarantują farmie fotowoltaicznej niezawodnych dostaw energii elektrycznej lub wyłączają roszczenia z tytułu całkowitego wyłączenia lub zniżenia mocy czynnej.
- 12.2.3. Postanowienia dotyczące zdalnego (interwencyjnego) sterowania farmą wiatrową, określone w pkt 12.1.1. - 12.1.3., stosuje się odpowiednio w odniesieniu do farmy fotowoltaicznej.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 263 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 264 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

SPIS TREŚCI

1. Wstęp	266
2. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej	266
3. Przeglądy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.....	269
4. Ocena stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.....	269
5. Oględziny i przeglądy instalacji.....	270
6. Remonty urządzeń, instalacji i elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej	271
7. Czasookresy oględzin urządzeń elektroenergetycznych.....	271

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 265 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

1. WSTĘP

TIEW S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (OSDn) wprowadza następujące wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych.

2. OGŁĘDZINY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 2.1. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.
- 2.2. Oględziny linii napowietrznych są przeprowadzane w czasookresach określonych przez OSDn, 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:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 266 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- a) stan głowic kablowych,
 - b) stan złączy kablowych SN,
 - c) stan widocznych oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,
 - d) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
 - e) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
 - f) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
 - g) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
 - h) czy na trasie linii kablowych nie zaistniały warunki mające wpływ na ich prawidłową eksploatację, m.in. czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.
- 2.6. Oględziny linii kablowych nN przeprowadza się w zakresie ich widocznych elementów, w szczególności złączy 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 telemechaniki,
 - h) działanie rejestratorów zakłóceń,
 - i) działanie systemów nadzoru pracy stacji,
 - j) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 267 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- k) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
- l) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- m) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
- n) poziom/ciśnienie/gęstość gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,

- o) stan ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
- p) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych.

2.9. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:

- a) spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych oględzin,
- b) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
- c) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
- d) stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w zakresie określonym w instrukcji eksploatacji obiektu,
- e) stan baterii kondensatorów,
- f) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
- g) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 268 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

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.1.3.,
 - 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.1.5. oraz w pkt. 1.6.,
 - 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.1.8. oraz w pkt.1.9.,
 - 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.

4. OCENA STANU TECHNICZNEGO ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 269 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017;B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 4.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.
- 4.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:
- a) wyniki oględzin, badań, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
 - b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci,
 - c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
 - d) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,
 - e) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
 - f) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów eksploatacyjnych, napraw i remontów,
 - g) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,
 - h) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
 - i) warunki ochrony środowiska naturalnego.

5. OGLĘDZINY I PRZEGLĄDY INSTALACJI

- 5.1. Właściciel instalacji odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji, zgodnie z odrębnymi wymaganiami i przepisami.
- 5.2. Oględziny instalacji przeprowadza się nie rzadziej niż co 5 lat, a w przypadkach gdy narażone są one na szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas ich użytkowania, nie rzadziej niż raz w roku, sprawdzając w szczególności:
- a) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
 - b) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
 - c) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
 - d) stan ochrony przeciwporażeniowej i przeciwprzepięciowej,
 - e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
 - f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 270 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

6. REMONTY URZĄDZEŃ, INSTALACJI I ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

7. CZASOOKRESY 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:	

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 271 / 281
Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)	Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.

	1. Wnętrzowe.	1. Nie rzadziej niż raz na 2 lat.
9	2. Napowietrzne.	2. Nie rzadziej niż raz na 5 lat.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 272 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Załącznik nr 3

Zakres informacji zawartych w formularzu powiadomienia TIEW S.A. przez sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej

Pozycja nr	Zawartość
1.	Data powiadomienia
2.	Miejscowość
3.	Dane sprzedawcy:
3.1.	nazwa,
3.2.	kod nadany przez TIEW S.A. (w przypadku kiedy OSD nadał taki kod albo stosuje się kod nadany przez OSP)
4.	Dane URD (Odbiorcy końcowego):
4.1.	nazwa,
4.2.	kod pocztowy,
4.3.	miejscowość,
4.4.	ulica,
4.5.	nr budynku,
4.6.	nr lokalu,
4.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (nr paszportu dotyczy obcokrajowców),
5.	Dane punktu poboru kod identyfikacyjny PPE, albo jeżeli nie jest on znany Sprzedawcy i URD:
5.1.	kod identyfikacyjny PPE, a w przypadku jego braku nr fabryczny licznika
5.2.	kod pocztowy,
5.3.	miejscowość,
5.4.	ulica,
5.5.	nr budynku,
5.6.	nr lokalu tego punktu poboru,
6.	Okres obowiązywania umowy sprzedaży,
7.	Planowana średnioroczna ilość energii elektrycznej objętej umową sprzedaży w podziale na poszczególne punkty PPE lub w przypadku umów zawartych

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 273 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

	na okres krótszy niż rok planowaną ilość energii elektrycznej objętą umową w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh (w przypadku, gdy poszczególne punkty PPE są rozliczane w oparciu o standardowe profile zużycia i są rozliczane w różnych grupach taryfowych TIEW S.A., a także o ile jest to wymagane przez TIEW S.A., również w podziale na zagregowane dla danego profilu grupy PPE rozliczane w oparciu o te profile) – w przypadku nie podania tej wartości zostanie ona określona przez TIEW S.A. i traktowana według takich samych zasad jak podana przez odbiorcę i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku TIEW S.A. nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości,
8.	Kod MB do którego ma być przypisany URD,
9.	Imię, nazwisko oraz podpisy osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczną, bezpośrednią weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza),

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 274 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Załącznik nr 4

Lista kodów którymi TIEW S.A. informuje sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej

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 OSDn a URD
W-04	Weryfikacja negatywna - brak umowy dystrybucji pomiędzy OSDn a POB sprzedawcy
W-05	Weryfikacja negatywna - zmiana wybranego sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna - brak generalnej umowy dystrybucji pomiędzy OSDn a danym Sprzedawcą
W-07	Weryfikacja negatywna - brak dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych
W-08	Weryfikacje negatywna – brak lub błędne wskazanie POB lub MB
W-09	Weryfikacja negatywna – inne (kod ten będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 275 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

Załącznik nr 5

**ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI
ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI**

Część A - Istotne postanowienia GUD

GUD zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. TIEW S.A. i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD stanowią w szczególności:
 - i. IRiESD,
 - ii. WDB,
 - iii. Taryfa TIEW S.A.
2. IRiESD zatwierdzona przez Zarząd TIEW S.A. stanowi część GUD. Dokonane po wejściu w życie GUD zmiany IRiESD lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują TIEW S.A. i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD. W przypadku niezgodności zapisów GUD i IRiESD, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD, zgodnie z GUD.
3. Warunkiem realizacji zobowiązań TIEW S.A. wobec sprzedawcy wynikających z GUD jest jednoczesne obowiązywanie umów:
 - 1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy TIEW S.A. a OSP;
 - 2) o świadczenie usług dystrybucji zawartych pomiędzy TIEW S.A. a URD;
 - 3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy TIEW S.A. a POB wskazanym przez sprzedawcę – przez wskazanie POB rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
 - 4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB a OSP.
4. TIEW S.A. wstrzymuje realizację GUD w całości lub w części, jeżeli którakolwiek z umów, o których mowa w pkt 3, nie obowiązuje lub nie jest realizowana, w zakresie w jakim nie będzie możliwa realizacja GUD bez obowiązywania lub realizacji danej umowy.

II. Przedmiot GUD:

1. Na mocy GUD TIEW S.A. zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, w przypadku:
 - 1) sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.;

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 276 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- 2) zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.
2. GUD wraz z IRiESD i Taryfą TIEW S.A. określa szczegółowe warunki świadczenia przez TIEW S.A. usług dystrybucji oraz zasady współpracy TIEW S.A. i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
 - 1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do TIEW S.A. umów sprzedaży;
 - 2) zasady obejmowania postanowieniami GUD kolejnych URD i zobowiązania TIEW S.A. i sprzedawcy w tym zakresie;
 - 3) zasady wyłączenia z zakresu GUD tych URD, z którymi zawarte umowy sprzedaży lub umowy o świadczenie usług dystrybucji wygasły lub zostały rozwiązane;
 - 4) wskazanie POB oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez Sprzedawcę POB;
 - 5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów sprzedaży;
 - 6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez TIEW S.A.;
 - 7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych pomiarowych URD;
 - 8) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;
 - 9) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. TIEW S.A. zobowiązuje się w szczególności do:

1. przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach sprzedaży oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z IRiESD;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do TIEW S.A. i przyjętymi przez TIEW S.A. do realizacji umowami sprzedaży;
3. dystrybucji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci TIEW S.A. przez URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej;
4. udostępniania sprzedawcy danych pomiarowych URD zgodnie z IRiESD;
5. wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD;
6. niezwłocznego przekazywania sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
7. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
8. powiadamiania o zmianie IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej TIEW S.A.;
9. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 277 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

1. zgłaszania do TIEW S.A. informacji o zawartych umowach sprzedaży, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów sprzedaży, na zasadach określonych w IRiESD;
2. terminowego regulowania należności wynikających z GUD;
3. informowania TIEW S.A. o zmianie POB lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z IRiESD;
4. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;
5. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
6. niezwłocznego przekazywania TIEW S.A. informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
7. zapewnienia bilansowania energii elektrycznej pobranej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A. przez URD.

V. Odniesienie do IRiESD w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych:

1. Udostępnianie sprzedawcy przez TIEW S.A. danych pomiarowych dla każdego PPE odbywa się na zasadach określonych w IRiESD;
2. Dane, o których mowa w ppkt 1, udostępnione są sprzedawcy poprzez wystawienie ich na wskazany przez TIEW S.A. serwer ftp lub przekazanie na adres e-mail, wyszczególniony w Załączniku do GUD lub udostępnienie poprzez system, o którym mowa w GUD, w formacie określonym zgodnie z IRiESD.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD.
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i TIEW S.A. odbywa się w sposób opisany w GUD.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD:

1. TIEW S.A. i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD, w przypadkach:
 - a) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które TIEW S.A. i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
 - b) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
 - c) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
 - d) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 278 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

- e) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w Ustawie i w IRiESD;
 - f) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB na RB.
2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w ppkt 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD.
 3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ppkt 1.
 4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej TIEW S.A.

VIII. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD:
 - 1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej Stronie;
 - 2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), żadna ze Stron nie skieruje sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa;
 - 3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD albo zgłoszenie wniosku o renowację GUD, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD.

IX. Zmiany, renowacje oraz wypowiedzenie GUD:

1. Zmiany GUD mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.
2. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 279 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.

3. Postanowienia pkt 2 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiegokolwiek z postanowień GUD stanie się nieważne.
4. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegotjacji pod kątem dostosowania GUD do nowych okoliczności.
5. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania zmian IRiESD lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone TIEW S.A. najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone TIEW S.A. w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB do dnia wypowiedzenia GUD obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub WDB.
6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.
7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:
 - a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD,
 - b) określenie istotnych szczegółów naruszenia.Prawo rozwiązania GUD, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD.
8. TIEW S.A. ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD, do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:
 - 1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD, niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD;
 - 2) braku POB sprzedawcy.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 280 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>

9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji TIEW S.A. na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez TIEW S.A. statusu operatora systemu dystrybucyjnego.
10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD.

X. Zasady sprzedaży rezerwowej:

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej oraz warunki współpracy TIEW S.A. i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są w IRiESD.
2. Sprzedawca, który wyraził zgodę na pełnienie funkcji sprzedawcy rezerwowego:
 - 1) składa w stosunku do URD, którzy wskazali sprzedawcę jako sprzedawcę rezerwowego, ofertę zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, z przyczyn wskazanych w Ustawie i IRiESD.
 - 2) przekazuje TIEW S.A. aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane warunki sprzedaży rezerwowej. W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje TIEW S.A. nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe informacje przekazuje TIEW S.A. w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.
 - 3) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od TIEW S.A. działającego w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu jego oferty. Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez TIEW S.A. oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy w terminie wynikającym z Ustawy. Oświadczenie może obejmować łącznie wszystkich URD, dla których zaistniały podstawy do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.
 - 4) otrzymuje oświadczenie, o którym mowa w ppkt 3), wraz z danymi URD, w formie komunikatu udostępnianego poprzez system, o którym mowa w GUD lub formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.

XI. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z niniejszej GUD będą rozpoznawane przez sąd właściwy miejscowo dla siedziby TIEW S.A.
3. GUD jest sporządzona w języku polskim.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 281 / 281</i>
<i>Decyzja Prezesa URE nr DRR-4321-56(13)/2013/HŻ z dnia 14 listopada 2013 r. (uwzględnia zmiany wprowadzone Kartą Aktualizacji nr B/1/2017; B/1/2019; B/2/2019; B/3/2019; B/4/2019; B/5/2019; B/1/2022; B/1/2024, B/2/2024)</i>	<i>Data obowiązywania od: 12 kwietnia 2024 r.</i>