

KARTA AKTUALIZACJI NR 1/2025 INSTRUKCJI RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCJI

z dnia 10.03.2025r.

Tekst zatwierdzony przez Zarząd

Data wejścia w życie: 28.04.2025 r.

KARTA AKTUALIZACJI nr 1/2025

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

EnercoGrid Sp. z o.o., 02-683 Warszawa, ul. Gotarda 9

tel.: +48 22 548 41 70, e-mail: kontakt@energogrid.pl, www.energogrid.pl

KRS: 0000513626, Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy, XIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego.

Wysokość kapitału zakładowego: 1 569 000,00 zł, NIP: 5213674630, REGON: 147309189. Nr rachunku bankowego: PL89 1140 1137 0000 3800 5400 1001

1. Data wejścia w życie aktualizacji: 28.04.2025 r.
2. Zakres zmian IRIESD:

W części szczegółowej:		
Lp.	Rozdział	Zestawienie zmian
1	I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	Zmienia się punkt I.1.1. dotyczący postanowień ogólnych
2		Stosowanie nazwy „EG” zamiast „PGB Dystrybucja Sp. z o.o.”
3		Zmienia się punkt I.1.3.1. dotyczący ustaw uwzględnianych przez IRIESD
4		Zmienia się punkt I.1.3.3. dotyczący ustaw uwzględnianych przez IRIESD
5		Zmienia się punkt I.1.3.7. dotyczący nazewnictwa operatorów systemów dystrybucyjnych nadrzędnych OSDp
6		Stosowanie nazwy „OSDp” zamiast „operatorów systemów dystrybucyjnych nadrzędnych”
7		Zmienia się punkt I.1.3.8. dotyczący ustaw uwzględnianych przez IRIESD
8		Zmienia się punkt I.1.3.16. dotyczący ustaw uwzględnianych przez IRIESD
9		Zmienia się punkt I.1.3.18. dotyczący ustaw uwzględnianych przez IRIESD
10		Zmienia się punkt I.1.3.21. dotyczący ustaw uwzględnianych przez IRIESD
11		Usuwa się punkt I.1.5.5 dotyczący współpracy w zakresie koordynowanej sieci 110 kV
12		Zmienia się numerację punktów I.1.5.6-I.1.5.10 na I.1.5.5-I.1.5.9
13		Dodaje się punkty I.1.5.10 - I.1.5.12 dotyczące przypadków których w szczególności dotyczą warunki IRIESD
14		Dodaje się punkt I.1.7.7 dotyczący innych OSDn przyłączonych do sieci EG
15		Zmienia się numerację punktu I.1.7.7 na I.1.7.8
16		Usuwa się punkt I.1.8.6 dotyczący dysponowania mocą jednostek wytwórczych
17		Zmienia się numerację punktów I.1.8.7-I.1.8.16 na I.1.8.6-I.1.8.15
18		Zmienia się punkt I.1.12. dotyczący strony www
19		Zmienia się punkt I.1.23. dotyczący strony www

20		Usuwa się punkt I.3.2.2 dotyczący pokrywania kosztów licznika zdalnego odczytu
21		Usuwa się punkt I.3.2.3 dotyczący instalacji liczników zdalnego odczytu
22		Zmienia się punkt I.1.3.6. dotyczący pozyskania wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia
23	II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI	Zmienia się treść punktu II.1.2.2 dotyczącą składania wniosków w formie elektronicznej
24		Zmienia się treść punktu II.1.2.3 dotyczącą wnoszenia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie
25		Zmienia się treść punktu II.1.2.5 dotyczącą weryfikacji kompletności wniosku o przyłączenie
26		Zmienia się treść punktu II.1.2.8 dotyczącą potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia
27		Zmienia się treść punktu II.1.2.9 dotyczącą wykonywania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń
28		Dodaje się nowe punkty II.1.2.10-II.1.2.13 dotyczące uzgodnień warunków przyłączenia z operatorami
29		Zmienia się numeracja punktów II.1.2.10-II.1.2.16 na II.1.2.14-II.1.2.20
30		Zmienia się punkt II.1.3 dotyczący podmiotów ubiegających się o przyłączenie
31		Zmienia się punkt II.1.5 dotyczący wzorów wniosków
32		Dodaje się nowy punkt II.1.7.8 dotyczący własności układów pomiarowo-rozliczeniowych
33		Zmienia się punkt II.1.8 dotyczący zakresu wymagań ekspertyzy
34		Dodaje się nowe punkty II.1.9.17-II.1.9.20 dotyczące warunków przyłączenia
35		Usuwa się punkt II.1.14 dotyczący uzgodnień OSDn z OSDp
36		Zmienia się punkt II.1.23.1 dotyczący prosumentów
37		Zmienia się punkt II.1.25 dotyczący zapisów dla wytwórców z biogazu rolniczego
38		Dodaje się punkty II.1.37-II.1.43 dotyczące Prosumenta zbiorowego i Prosumenta wirtualnego
39		Usuwa się punkt II.2 dotyczący zasad wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów

40		Zmienia się numeracja punktów II.3 na II.2
41		Zmienia się numeracja punktów II.3 na II.4
42		Dodaje się punkt II.2.2.21 dotyczący wymiany informacji między EG i sprzedawcą za pośrednictwem systemów informatycznych
43		Dodaje się punkt II.3.1.7 i II.3.1.8 dotyczące wymagań technicznych przyłączania do sieci
44		Dodaje się punkty II.3.3.3 11) oraz II.3.4.
45		Usuwa się punkt II.3.9.4.
46		Zmienia się punkty II.3.11.8-II.3.11.12
47		Zmienia się treść punktów II.3.12-II.3.14
48		Zmienia się punkt II.4.2. dotyczący przekazywania danych strukturalnych do OSP, OSDp lub OSDn
49		Zmienia się punkt II.4.5.1. dotyczący danych opisujących stan istniejący przekazywanych przez wytwórców
50		Usuwa się punkt II.4.8. dotyczący planowania sieci 110 kV
51	III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	Dodaje się nowy punkt III.2.5. dotyczący wymagań dla obiektów istotnych z punktu widzenia planu obrony systemu lub planu odbudowy
52		Zmienia się punkt III.6. dotyczący rezerwy urządzeń i części zapasowych
53		Zmienia się punkt III.10.2. dotyczący realizacji doraźnych prac eksploatacyjnych
54	IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	Zmienia się punkt IV.3.4. dotyczący trybu awaryjnego sieciowego
55		Dodaje się punkt IV.3.5. dotyczący trybu awaryjnego bilansowego
56		Zmienia się punkt IV.3.6. dotyczący trybu automatycznego
57	V. WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI	Zmienia się punkt V.1. dotyczący współpracy OSDn z operatorami
58		Zmienia się punkt V.3. dotyczący współpracy EG z OSD
59		Dodaje się punkt V.8. dotyczący redysponowania nierynkowego
60	VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	Dodaje się punkty VI.1.1.7 - VI.1.1.9. dotyczące współpracy i redysponowania
61		Zmienia się punkt VI.2.5. dotyczący operatywnego kierowania przez OSDn
62		Zmienia się punkt VI.3. dotyczący planowania produkcji energii elektrycznej
63		Zmienia się punkt VI.5.3. dotyczący programu pracy sieci elektroenergetycznej
64		Zmienia się punkty VI.7.1. i VI.7.3.1. dotyczące programów łączeniowych

65	VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	Zmienia się punkty VIII.1.1 - VIII.1.7. dotyczące parametrów jakościowych energii elektrycznej
66		Dodaje się nowy punkt VIII.2.1. dotyczący współczynnika zwarcia doziemnego
67		Zmienia się punkt VIII.2.6. dotyczący wskaźników jakości i niezawodności dostaw energii
68		Zmienia się punkt VIII.4. dotyczący standardów jakościowych obsługi użytkowników
69	IX. SŁOWNIK SKRÓTÓW	Dodaje się nowe definicje w Słowniku skrótów: DUB, EIC, FRP, IRiESP-OIRE, JB, JBOS, JG, MBO, MBOSD, MBW, MBAH, MBAI, MBAZ, AFDMB, FMB, FDMB, FZMB, OIRE, OP, ORN, POBOSD, POBZ, PP, PPB, PPW
70		Zmienia się definicje skrótów: MBAW, MBAO, MBAM, SCO, TCM
71	X. POJĘCIA I DEFINICJE 5	Dodaje się nowe pojęcia w dziale II "Pojęcia i definicje": Farma fotowoltaiczna, Kod EIC, Obiekt pomiarowy, Operator informacji rynku energii, Proces rynku energii, Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP), Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej, Punkt pomiarowy (PP), Punkt pomiarowy – inny (PPI), Punkt pomiarowy - licznik bilansujący (PPB), Punkt pomiarowy - Punkt wymiany (PPW), Rozporządzenie pomiarowe, Przekaznik SCO, Układ SCO, System pomiarowy, Zaprzestanie dostarczania energii elektrycznej
72		Zmienia się pojęcia w dziale II "Pojęcia i definicje": Grupy przyłączeniowe, Jednostka grafikowa, Instalacja odnawialnego źródła energii, Jednostka wytwórcza, Samoczynne wyłączenie
	Załącznik nr 1 do Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 1. Postanowienia ogólne	Zmienia się punkt I.1.1. dotyczący postanowień ogólnych
		Stosowanie nazwy „EG” zamiast „OSDn EG”
		Zmienia się punkt I.1.3.1 dotyczący ustaw uwzględnianych przez IRiESD
		Zmienia się punkt I.1.3.3 dotyczący ustaw uwzględnianych przez IRiESD
		Zmienia się punkt I.1.3.7 dotyczący nazewnictwa OSDp
		Dodaje się punkty I.1.5.10 - I.1.5.12 dotyczące przypadków, których w szczególności dotyczą warunki IRiESD
		Dodaje się punkt I.1.7.7 dotyczący innych OSDn przyłączonych do sieci EG

		Zmienia się punkt 1.4 dotyczący jednostek wytwórczych o mocy zainstalowanej większej niż 3,68 kW
		Zmienia się punkt 1.5 dotyczący jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA
		Usuwa się punkt 1.6 dotyczący mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia
		Usuwa się punkt 1.7 dotyczący definicji mocy zwarciowej
		Usuwa się punkt 1.8 dotyczący minimalnej konfiguracji sieci dystrybucyjnej
		Usuwa się punkt 1.9 dotyczący ekspertyzy wpływu przyłączenia
		Zmienia się punkt 1.6 (dawny 1.10) dotyczący pracy wyspowej
		Zmienia się punkt 1.7 (dawny 1.11) dotyczący załączania nowych jednostek wytwórczych
		Zmienia się punkt 1.8 (dawny 1.12) dotyczący instalacji OZE wykorzystywanej przez Prosumenta
		Dodaje się informacje o Prosumencie zbiorowym i Prosumencie wirtualnym
	Załącznik nr 1 do IRIESD 2. Urządzenia łączeniowe	Zmienia się punkt 2.1 dotyczący urządzeń łączeniowych jednostek wytwórczych
		Zmienia się punkt 2.2 dotyczący łącznika do oddzielenia wyspy od pozostałej sieci
		Zmienia się punkt 2.3 dotyczący koordynacji pracy łączników
		Zmienia się punkt 2.4 dotyczący wymagań dla mikroinstalacji
		Zmienia się punkt 2.5 dotyczący impulsu wyłączającego od zabezpieczeń
	Załącznik nr 1 do IRIESD 3. Zabezpieczenia	Zmienia się punkt 3.1 dotyczący wyposażenia w zabezpieczenia
		Zmienia się punkt 3.2 dotyczący zabezpieczeń podstawowych
		Zmienia się punkt 3.3 dotyczący wymagań dla zabezpieczeń
		Zmienia się punkt 3.4 dotyczący jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami
		Zmienia się punkt 3.5 dotyczący zabezpieczenia od mocy zwrotnej
		Zmienia się punkt 3.6 dotyczący powodowania otwarcia łącznika przez zabezpieczenia
		Zmienia się punkt 3.7 dotyczący nastaw i zwłoki czasowej zabezpieczeń

		Zmienia się punkt 3.8 dotyczący zabezpieczeń dla jednostek trójfazowych i jednofazowych
		Zmienia się punkt 3.9 dotyczący miejsca pobierania wielkości pomiarowych dla zabezpieczeń
		Zmienia się punkt 3.10 dotyczący czasu działania zabezpieczeń dla generatorów synchronicznych i asynchronicznych
		Zmienia się punkt 3.11 dotyczący automatyki wyłączania farm wiatrowych
		Zmienia się punkt 3.12 dotyczący automatyki zabezpieczeniowej dla farm wiatrowych
		Zmienia się punkt 3.13 dotyczący zabezpieczeń różnicowoprądowych
	Załącznik nr 1 do IRIESD 4. Kompensacja mocy biernej	Zmienia się punkt 4.1 dotyczący stopnia skompensowania mocy biernej
		Zmienia się punkt 4.2 dotyczący stosowania urządzeń do kompensacji mocy biernej
	Załącznik nr 1 do IRIESD 8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH	Dodaje się punkt 8.
	Załącznik nr 1 do IRIESD 9. Dodatkowe wymagania dla mikroinstalacji	Zmienia się numeracja punktów 8.1-8.3 na 9.1-9.3.
	Załącznik nr 1 do IRIESD 10. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EG oraz 11. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH I FARM FOTOWOILTAICZNYCH	Dodaje się punkty 10. Oraz 11.

3. Nowe brzmienie zmienionego punktu IRIESD:

1. Zmienia się punkt I.1.1., który przyjmuje następujące brzmienie:
I.1.1. EnercoGrid Sp. z o.o. (dalej zwane jako EG) jako przedsiębiorstwo energetyczne pełniące funkcje Operatora Systemu Dystrybucyjnego, wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRIESD), zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997r. - Prawo energetyczne, tekst jednolity Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868, 1093, 1505 wraz z późniejszymi zmianami (dalej „Ustawa” lub „Prawo energetyczne”).
2. W całej IRIESD stosuje się nazwę „EG” zamiast „PGB Dystrybucja Sp. z o.o.”.
3. Zmienia się punkt I.1.3.1., który przyjmuje następujące brzmienie:
I.1.3.1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, – zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (Dz. U.2024.266 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,

4. Zmienia się punkt I.1.3.3., który przyjmuje następujące brzmienie:
I.1.3.3 ustawy Kodeks Pracy (Dz.U. 2023 poz. 1465 z późn. zmianami),
5. Zmienia się punkt I.1.3.7. który przyjmuje następujące brzmienie:
I.1.3.7. określone w opracowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych nadrzędnych (zwanego dalej OSDp) dla danego obszaru działania EG Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwanej dalej IRiESD OSDp).
6. W całej IRiESD stosuje się nazwę „OSDp” zamiast „operatorów systemów dystrybucyjnych nadrzędnych”.
7. Zmienia się punkt I.1.3.8., który przyjmuje następujące brzmienie:
I.1.3.8 ustawy z dnia 7 lipca 1994r. Prawo budowlane (Dz.U. 2024 poz. z późniejszymi zmianami),
8. Zmienia się punkt I.1.3.16., który przyjmuje następujące brzmienie:
I.1.3.16 ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2024 poz. 1361 z późn zmianami), zwana dalej „Ustawą OZE”,
9. Zmienia się punkt I.1.3.18., który przyjmuje następujące brzmienie:
I.1.3.18 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2023 poz. 2131Dz. U. z późn. zmianami),
10. Zmienia się punkt I.1.3.21., który przyjmuje następujące brzmienie:
I.1.3.21 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz.U. 2024 poz. 1289 z późn. zmianami),
11. Usuwa się punkt I.1.5.5 dotyczący współpracy w zakresie koordynowanej sieci 110 kV.
12. Zmienia się numerację punktów I.1.5.6-I.1.5.10 na I.1.5.5-I.1.5.9.
13. Dodaje się punkty I.1.5.10 oraz I.1.5.11 który przyjmują następujące brzmienie:
I.1.5.10. wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej,
I.1.5.11. 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 procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych,
I.1.5.12. procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.
14. Dodaje się punkt I.1.7.7. który otrzymuje następujące brzmienie:
I.1.7.7. innych OSDn przyłączonych do sieci EG.
15. Zmienia się numerację punktu I.1.7.7 na I.1.7.8.
16. Usuwa się punkt I.1.8.6 dotyczący dysponowania mocą jednostek wytwórczych.
17. Zmienia się numerację punktów I.1.8.7-I.1.8.16 na I.1.8.6-I.1.8.15.

18. Zmienia się punkt I.1.12., który przyjmuje następujące brzmienie:
I.1.12. EG udostępnia w swojej siedzibie do wglądu ujednolicony i aktualny tekst IRiESD oraz karty aktualizacji oraz zamieszcza je na stronie internetowej <https://enercogrid.pl/>
19. Zmienia się punkt I.1.23., który przyjmuje następujące brzmienie:
I.1.21. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
20. Zmienia się punkt I.1.23., który przyjmuje następujące brzmienie:
I.1.23 IRiESD lub Kartę aktualizacji oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, EG publikuje na stronie internetowej. Zatwierdzoną przez Zarząd EG IRiESD lub Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, EG publikuje na stronie internetowej <https://enercogrid.pl/> oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
21. Zmienia się punkt I.3.6., który przyjmuje następujące brzmienie:
I.3.6. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, magazynów energii, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.
22. Zmienia się punkt II.1.2.2., który przyjmuje następujące brzmienie:
II.1.2.2 złożenie przez podmiot u OSDn EG wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wniosku dla mikroinstalacji wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSDn EG. Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej. Wnioski w formie elektronicznej muszą być opatrzone kwalifikowanym podpisem elektronicznym. Procedowanie wniosku i cała korespondencja z tym związana będą prowadzone drogą, jaką wniosek został złożony, chyba, że wnioskodawca wskaże inaczej. Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez EnercoGrid kompletnego wniosku spełniającego wymagania, o których mowa w IRiESD,
23. Zmienia się punkt II.1.2.3, który przyjmuje następujące brzmienie:
II.1.2.3 w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV konieczne jest wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSDn EG, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia, datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku bankowego OSDn EG, wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej zawierają pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki.
24. Zmienia się punkt II.1.2.5, który przyjmuje następujące brzmienie:
II.1.2.5 w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników spełnia wymagań określonych w art. 7 Ustawy lub został złożony niezgodnie ze wzorem udostępnionym przez OSDn EG, to OSDn EG wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie tego wniosku bez rozpoznania.

25. Zmienia się punkt II.1.2.8, który przyjmuje następujące brzmienie:

II.1.2.8 OSDn EG potwierdza złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust 8h) ustawy Prawo energetyczne, określając w szczególności datę złożenia wniosku oraz w przypadku przyłączenia źródeł do sieci powyżej 1 kV wysokość zaliczki, która powinna być uiszczona przez wnioskodawcę na podstawie art. 7 ust 8a). Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez OSDn EG dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust 3b) ustawy Prawo energetyczne w tym w formie elektronicznej.

26. Zmienia się punkt II.1.2.9, który przyjmuje następujące brzmienie:

II.1.2.9 w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zapewnienie przez OSDn EG wykonania ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych: a) jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, b) urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, c) magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, d) 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.

27. Dodaje się punkty II.1.2.10-II.1.2.13, które przyjmują następujące brzmienie:

II.1.2.10 Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej lub połączenia sieci dystrybucyjnych oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.1.15, uzgadnia się z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w przypadku:

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

II.1.2.11 Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, oraz przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy energii elektrycznej należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V, uzgadnia je z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową.

II.1.2.12 Przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej I lub II, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci przedsiębiorstwo to jest przyłączone.

II.1.2.13 Operatorzy dokonują uzgodnień, o których mowa w:

- pkt. II.1.2.10, w terminie nieprzekraczającym 45 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia albo połączenia sieci;
- pkt. II.1.2.11, w terminie nieprzekraczającym 21 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia.

28. Zmienia się punkt II.1.23.1, który przyjmuje następujące brzmienie:

II.1.23.1 Prosumentem, Prosumentem zbiorowym, Prosumentem wirtualnym przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców - zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców” (Dz. U. z 2021r., poz. 162 z późn. zmianami) niebędącego Prosumentem, Prosumentem zbiorowym, Prosumentem wirtualnym.

29. Zmienia się punkt II.1.25, który przyjmuje następujące brzmienie:

II.1.25 Zapisów pkt. II.1.24 i II.1.25 nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami Wirtualnymi.

30. Dodaje się punkty II.1.37-II.1.43, które przyjmują następujące brzmienie:

II.1.37 Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny może przypisać do jednego PPE, w którym pobiera energię elektryczną, moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnych źródeł energii, która nie przekracza mocy umownej ustalonej dla tego punktu poboru energii, nie większą niż 50 kW.

II.1.39 Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, informuje EG, 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 EG.

II.1.40 Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z EG 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.1.39.

II.1.41 Zapisy pkt II.1.40 oraz II.1.41 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.1.42 Reprezentant prosumentów przekazuje EG, 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:

- 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;
- adresach oraz kodach PPE poszczególnych Prosumentów wirtualnych lub Prosumentów zbiorowych;
- zasadach zarządzania instalacją odnawialnego źródła energii oraz zasadach odpowiedzialności za bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację oraz remonty instalacji odnawialnego źródła energii;
- danych kontaktowych Reprezentanta prosumentów;
- w przypadku Prosumenta wirtualnego o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe instalacji odnawialnego źródła energii.

II.1.43 Reprezentant prosumentów przekazuje EG zgłoszenie o każdej zmianie informacji, o których mowa w pkt II.1.42, w terminie 14 dni od dnia zmiany informacji. EG uwzględnia zgłoszoną zmianę w terminie 14 dni od doręczenia kompletnego zgłoszenia.

31. Usuwa się punkt II.2 dotyczący zasad wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów.

32. Zmienia się numeracja punktu II.3 na II.2.

33. Zmienia się numeracja punktu II.4 na II.4.
34. Dodaje się punkt II.2.2.21. przyjmujący następujące brzmienie:
II.2.2.21. Wymiana informacji o których mowa w pkt II.2.2., między EG i sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem systemów informatycznych. W przypadku wystąpienia trudności technicznych w funkcjonowaniu systemu informatycznego, uniemożliwiających przekazywanie informacji., dopuszcza się wymianę tych informacji za pośrednictwem dedykowanego adresu poczty elektronicznej.
35. Dodaje się punkt II.3.1.7. oraz II.3.1.8. przyjmujący następujące brzmienie:
II.3.1.7. Zapisy pkt. II.4.1.5. oraz II.4.1.6. nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.
II.3.1.8. 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.
36. Dodaje się punkty II.3.3.3 11) oraz II.3.4. przyjmujący następujące brzmienie:
11) magazynu energii elektrycznej, gdy jest częścią jednostki wytwórczej.
II.3.4. Wymagania techniczne dla magazynów energii elektrycznej
II.3.4.1 Wymagania techniczne dla magazynów energii elektrycznej przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRIESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).
II.3.4.2 Wymagania techniczne dla magazynów energii elektrycznej obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
12) napięcia,
13) częstotliwości ,
14) przyłączenia,
15) regulacji napięcia i mocy biernej,
37. Usuwa się punkt II.3.9.4.
38. Zmienia się punkty II.3.11.8.-II.3.11.12. przyjmujące następujące brzmienie:
II.3.11.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na następujące kategorie:
a) dla układów pomiarowo-rozliczeniowych podmiotów zaliczonych do I i II grupy przyłączeniowej: kategoria A - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, niezależnie od mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci;
b) dla układów pomiarowo-rozliczeniowych podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej:
c) kategoria B3 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 5 MW,
d) kategoria B2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW i nie większej niż 5 MW,
e) kategoria B1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW;

f) dla układów pomiarowo-rozliczeniowych podmiotów zaliczonych do IV i V grupy przyłączeniowej:

- a) kategoria C2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW,
- b) kategoria C1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW.

II.3.11.9. 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, mierzony w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
- jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nieposiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej 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 profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb korzystania z mechanizmów wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE

II.3.11.10. 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, mierzony w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
- jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nieposiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej 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 profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb korzystania z mechanizmów wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE realizowana za pośrednictwem:

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

II.3.11.11. Wymagania co do szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa EG.

II.3.11.12. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

- g) dla kategorii A:
 - a) przekładniki mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych oraz są instalowane w każdej z faz,
 - b) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 0,5S dla pomiaru energii biernej;
- h) dla kategorii B3, B2 i B1:
 - a) przekładniki mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych oraz są instalowane w każdej z faz, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
 - b) 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) dla kategorii C1:
- a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 i są instalowane w każdej z faz, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
 - 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;
- j) dla kategorii C2:
- a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 i są instalowane w każdej z faz, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
 - 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. Dla pozostałych kategorii oprócz układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.

39. Zmienia się treść punktów II.3.12-II.3.14. przyjmując następujące brzmienie:

II.3.12. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A

II.3.12.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A powinny spełniać następujące wymagania:

- przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
- przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla energii czynnej i nie gorszą niż 0,5S dla energii biernej,
- liczniki zdalnego odczytu mają współpracować z systemem pomiarowym wykorzystywanym przez EG. EG instaluje analizator jakości energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym kategorii A – w przypadku:
 - odbiorców,
 - 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,
 - magazynów energii elektrycznej.

EG 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.3.12.2. 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

II.3.13. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.

II.3.13.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, B2, B3 powinny być spełnione następujące wymagania:

- k) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
 - l) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
 - m) 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.3.14. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.3.14.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

- n) przekładniki prądowe, o ile występują, w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- o) 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.3.14.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

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

II.3.14.3. 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.3.15. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

- wykorzystywane do rozliczeń za energię elektryczną, za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub za usługi systemowe instaluje się:
 - po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów - w przypadku ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci NN/WN,
 - po stronie WN transformatorów NN/WN lub w polach liniowych NN/WN, stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci - w przypadku innych podmiotów przyłączonych do sieci NN/WN,
 - na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,
 - w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej,
 - po stronie napięcia sieci, na której dany podmiot jest przyłączony - w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,
 - w miejscu przyłączenia ogólnodostępnej stacji ładowania do sieci elektroenergetycznej,
 - 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,
 - 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;
- 1) wykorzystywane do rozliczeń prowadzonych w ramach bilansowania systemu elektroenergetycznego i wymiany międzysystemowej instaluje się:
 - r) w polach liniowych NN i WN linii stanowiących połączenie krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw,
 - s) w polach liniowych WN linii stanowiących połączenia między sieciami operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
 - t) w miejscach połączenia między sieciami operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na napięciu SN i nN;
- 2) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii instaluje się:
 - c) w przypadku wytwórców, dla których jest wymagane potwierdzanie przez operatora systemu elektroenergetycznego ilości energii elektrycznej niezbędnej do posiadania uprawnień wynikających z systemów wsparcia w rozumieniu przepisów odrębnych, w miejscach określonych w tych przepisach,
 - d) po stronie nN transformatora w stacjach elektroenergetycznych transformujących napięcie SN/nN,
 - e) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu

dystrybucyjnego elektroenergetycznego w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN:

- – w przypadku stacji sieciowych - w miejscach, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w celu zasilania ich potrzeb własnych związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- – w przypadku stacji znajdujących się przy jednostkach wytwórczych - w miejscach, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego od wytwórcy, w celu zasilania potrzeb własnych operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej;
- w pozostałych przypadkach - w miejscu wskazanym w umowie.

II.3.16. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.3.16.1. EG odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.3.16.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, oraz innymi podmiotami określonymi przez EG.

II.3.16.3. 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.3.16.4. System pomiarowy EnercoGrid Sp. z o. o. powinien spełniać wymagania funkcjonalne określone w Rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego

II.3.16.5. Systemy do transmisji danych powinny zapewniać mechanizmy integralności przesyłanych danych tj. brak możliwości modyfikacji przesyłanych danych pomiędzy nadawcą a odbiorcą. Ponadto przy budowie systemów teletransmisyjnych należy stosować rozwiązania ustandaryzowane

II.3.16.6. Systemy teletransmisyjne mogą być budowane na drodze wykupienia usług od operatorów telekomunikacyjnych.

40. Zmienia się punkt II.4.2., który przyjmuje następujące brzmienie:

II.4.2. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci EG, o których mowa w TCM mają obowiązek przekazywania danych strukturalnych do OSP, OSDp lub EG. 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 OSDp, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSDp;
- obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do EG, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej EG.

41. Zmienia się punkt II.4.5.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

II.4.5.1 Wytwórcy przekazują do EG następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

- nazwę węzła i napięcie przyłączenia,
- moc osiągalną,
- schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych,
- dane jednostek wytwórczych,
- dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

42. Usuwa się punkt II.4.8. dotyczący zasad planowania, rozwoju i współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV z siecią przesyłową.

43. Dodaje się punkt III.2.5., który przyjmuje następujące brzmienie:

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

III.2.5.1 Wymagania techniczne dla:

- 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;
- 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 (dalej „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 OSP i EG. System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP w porozumieniu z EG, 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, podlegają zgłoszeniu Prezesowi URE przez OSP, zgodnie z NC ER. Wykaz ten jest aktualizowany przez OSP podczas cyklicznego przeglądu planu odbudowy, prowadzanego zgodnie z NC ER.

III.2.5.5. Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 110 kV EG uznaje się za obiekty istotne dla planu odbudowy. Po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlega ona zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP:

- bezpośrednio - w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci przesyłowej;
- przez EG - w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci EG;
- przez OSDn za pośrednictwem EG, zgodnie z postanowieniami pkt V.3. - w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią EG.

III.2.5.6. Rozdzielnia istniejąca, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, powinna zostać, przy udziale OSP, poddana ocenie EG, 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.

III.2.5.7. 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.

III.2.5.8. Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy, OSP uwzględnia w wykazie o którym mowa w pkt III.2.5.4 i zgłasza Prezesowi URE zmiany w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu. Odpowiednio EG informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

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 rozdzielnia ujętą w tym wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.

44. Zmienia się punkt III.6., który przyjmuje następujące brzmienie:

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

III.6.2. W przypadku powierzenia EG prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

45. Zmienia się punkt III.10.2., który przyjmuje następujące brzmienie:

III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych majątku, w tym planowanych prac przez właściciela majątku dzierżawionego przez EG, zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i Sieci Dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.

46. Zmienia się punkt IV.3.4., który przyjmuje następujące brzmienie:

IV.3.4.1. OSP może dokonać wyłączeń odbiorców w trybie awaryjnym w przypadku:

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

Tryb awaryjny sieciowy w przypadkach powyższych może być wprowadzony, jednakże nie dłużej niż na okres 72 godzin.

47. Dodaje się punkt IV.3.5., który przyjmuje następujące brzmienie:

IV.3.5.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym bilansowym (dalej „wyłączenia awaryjne bilansowe”), po wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym lub trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku braku możliwości zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w KSE pomimo wcześniejszego wprowadzenia przez OSP innych środków zaradczych. Wprowadzenie przez OSP

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

IV.3.5.2. 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 prowadzone łącznie w stopniach od B1 do B15, powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc

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

IV.3.5.3.. OSP w porozumieniu z EnercoGrid Sp. z o.o. EG 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.3.5.4. 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) EnercoGrid Sp. z o.o. EG - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn OSDp przyłączonych do sieci EnercoGrid Sp. z o.o. EG i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada EnercoGrid Sp. z o.o. EG ,
- 3) odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej.

Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych na rok 2023 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 2023.

IV.3.5.5. OSP wydaje EnercoGrid Sp. z o.o. EG 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.3.5.6. Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując dany stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania.

IV.3.5.7. 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.3.5.8. W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych, należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w taki sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.

IV.3.5.9. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem

48. Zmienia się punkt IV.3.6., który przyjmuje następujące brzmienie:

IV.3.6.1. Wyłączenia odbiorców w trybie automatycznym realizowane są przez układy SCO, w przypadku obniżenia się częstotliwości do nastawionej na tych układach wartości kryterialnej. Zasady stosowania automatyki SCO przyjmuje się w brzmieniu zawartym w IRIESD właściwego operatora nadrzędnego (OSDp).

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

IV.3.6.2. Układ SCO instaluje EG oraz odbiorca zobowiązany do instalacji takiego układu zgodnie z przepisami rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne.

IV.3.6.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO przez ENERGIAOPERATOR SA, do którego sieci jest przyłączony.

IV.3.6.4. OSDn połączony z siecią SN i nN EG może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez EG, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy EG oraz OSDn.

IV.3.6.5. 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 EG lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV, czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms.

IV.3.6.6. 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 przekąznika;
- 3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przekąznika 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.3.6.7. 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.3.6.8. OSDpw terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO:

- a) odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej;
- b) EG.

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 (w tym generację mocy czynnej auto producentów), 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.3.6.9. EG, na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt IV.3.5.8., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:

- a) odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.2. przyłączonych do sieci EG;
- b) OSDn przyłączonych do sieci EG.

IV.3.6.10. Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2, przekazuje EG, informacje o zainstalowanym układzie SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez ten układ.

IV.3.6.11. EG 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 EG, 45% zapotrzebowania netto EnercoGrid Sp. z o.o. w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci. Przez zapotrzebowanie netto EG rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania EG (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSP, uwzględniając saldo wymiany mocy czynnej z innymi OSDp oraz pomniejszoną o wartość mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.6.12. Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2. powinien zapewnić w każdej chwili czasu, możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej, 45% mocy czynnej pobieranej z tej sieci.

IV.3.6.13. Postanowień pkt IV.3.5.12. 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.3.5.14. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo EG, 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 EG, zobowiązany jest do przedłożenia OSP opinii niezależnej firmy eksperckiej, w której zostaną określone, w przypadku takiego odbiorcy, rekomendowane wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO.

IV.3.6.14. Odbiorcy, o których mowa w pkt IV.3.5.2., do dnia 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.9. – IV.3.5.13. oraz informują EG, o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO. EG do dnia 30 września każdego roku realizuje obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.9. – IV.3.5.13. oraz informuje OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.

IV.3.6.15. Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt IV.3.5.14., EG w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER. EG przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, i odbiorcom przyłączonym do sieci EG, ujętych w tym planie.

IV.3.6.16. Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.

IV.3.6.17. Załączenie odbiorcy wyłączonego wskutek zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.

IV.3.6.18. EG 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.”

49. Zmienia się punkt V.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

V.1 OSDn współpracuje z następującymi operatorami:

- 1) OSP,
- 2) OSD,
- 3) Sprzedawcami,
- 4) POB_z,
- 5) DUB,
- 6) OHT,
- 7) OH,
- 8) OP

oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami i wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej, oraz operatorami ogólnodostępnych stacji ładowania („OOSŁ”).

50. Zmienia się punkt V.3.,

V.3. EG realizuje określone w Ustawie, IRIESP, WDB oraz IRIESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP OSD, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

51. Dodaje się punkt V.8., który przyjmuje następujące brzmienie:

V.8. Redysponowanie nierynkowe

V.8.1. Redysponowanie jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej i odpowiedzią odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych może być stosowane przez OSP lub ENERGIA-OPERATOR SA w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz z uwzględnieniem zasad, wskazanych w art. 13 ust. 6 oraz ust. 7 tego rozporządzenia.

V.8.2. W ramach prawa, o którym mowa w pkt IV.8.1., na potrzeby równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej OSDp na polecenie OSDp może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.

V.8.3. W ramach prawa, o którym mowa w pkt IV.8.1., na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej EG może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.

V.8.4. Za pośrednictwem EG przyłączonego do sieci danego OSDp, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, dane OSDp może wydać polecenie, o których mowa w pkt IV.8.2.

V.8.5. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.8.2., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy OSDp a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.

Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.8.3., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy EG a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem

52. Dodaje się punkty VI.1.1.7. - VI.1.1.9., które przyjmują następujące brzmienie:

VI.1.1.7. likwiduje występujące w Sieci Dystrybucyjnej awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem nadrzędnego systemu dystrybucyjnego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych.

VI.1.1.8. Wprowadza redysponowanie nierynkowe modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, które odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRIESP.

VI.1.1.9. Zbiera i przekazuje do OSDp dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRIESP, w tym dane i informacje określone w kodeksie sieciowym SO GL.

53. Zmienia się punkt VI.2.5., który przyjmuje następujące brzmienie:

VI.2.5. OSDn przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje: układami pracy Sieci Dystrybucyjnej, pracą modułów wytwarzania energii nJWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, urządzeniami Sieci Dystrybucyjnej, liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów, czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.

54. Zmienia się punkt VI.3., który przyjmuje następujące brzmienie:

VI.3. OSDn sporządza koordynacyjne plany pracy modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, zgodnie z postanowieniami TCM – zakres wymienianych danych opracowany przez OSP. OSDn w uzgodnieniu z OSP sporządza średnioterminowe oraz dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn zgodnie z postanowieniami TCM.

55. Zmienia się punkt VI.5.3., który przyjmuje następujące brzmienie:

VI.5.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb i poziomu napięcia obejmuje: układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych, wymagane poziomy napięcia, wartości mocy zwarciovych, rozptyły mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci, dopuszczalne obciążenia, wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej, nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej, nastawienia zaczepów dławików gaszących, ograniczenia poboru mocy elektrycznej, miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów, harmonogram pracy transformatorów, wykaz jednostek wytwórczych.

56. Zmienia się punkt VI.7.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi lub próbami systemowymi.

57. Zmienia się punkt VI.7.3.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

VI.7.3.1. dane techniczne charakterystykę załączanego elementu sieci.

58. Usuwa się punkt V.7.8. dotyczący programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

59. Usuwa się punkt V.8. dotyczący zasad dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

60. Zmienia się punkt VIII.1.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

VIII.1.1. Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s zawiera się w przedziale:

50 Hz $\pm$ 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,

50 Hz + 4% / – 6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

VIII.1.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyłań $\pm 10\%$ napięcia znamionowego.

VIII.1.3. Przez 95% czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1.

VIII.1.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

- składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej,
- dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w tabeli:

VIII.1.5. W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 8%.

VIII.1.6. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.

VIII.1.7. OSD zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

- użytkownik systemu pobiera z sieci lub wprowadza do sieci moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą,
- moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
- użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.
-

61. Zmienia się punkt VII.2.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

VII.2.1. Sieć dystrybucyjna EG 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.

62. VIII.2.6. EG 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:

- 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 danym roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców - wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw,
- wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców.

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

63. VIII.4.1. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej z sieci,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie: a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie o świadczenie usług dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach,
- 5) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie o świadczenie usług dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej: a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią, b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci, c) 3-letnim wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci,
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnej Taryfy OSD,

- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji oraz udzielanie odpowiedzi, odbiorcy w sprawie rozliczeń, 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 ustalonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji albo w umowie kompleksowej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie OSD,
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie OSD za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

64. Zmiany w Słowniku skrótów

- DUB - Dostawca usług bilansujących
- EIC - Schemat kodowania identyfikacji na rynku energii (Energy Identification Coding Scheme)
- FRP - Fizyczny rejestr pomiarowy
- 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”
- JB - Jednostka bilansowa
- JBOS - Jednostka bilansowa operatora systemu
- JG - Jednostka grafikowa
- MBO - FDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URDO, reprezentujących odbiory energii elektrycznej
- MBOSD - FDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POBOSD, reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej OSD oraz sąsiednich OSDp, na napięciu niższym niż 110 kV
- MBW - FDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URDW lub URDME, reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
- MBAH - AFDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej
- MBAI - AFDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii, inne niż ciepłne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
- MBAW - AFDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii ciepłne
- MBAO - AFDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory

- MBAM - AFDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej albo magazyn energii elektryczne
- MBAZ - AFDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe lub farmy fotowoltaiczne lub moduły wytwarzania energii będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
- AFDMB - FMB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
- FMB - Fizyczne MB
- FDMB - FMB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
- FZMB - FMB, w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB
- OIRE - Operator informacji rynku energii
- OP - Operator pomiarów
- ORN - Okres rozliczania niezbilansowania
- POBOSD - POB będący OSDp
- POBZ - POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
- PP - Punkt pomiarowy
- PPB - Punkt pomiarowy - licznik bilansujący
- PPW - Punkt pomiarowy - punkt wymiany
- SCO - Samoczynne częstotliwościowe odciążanie - Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER), spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym
- 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

65. Nowe pojęcia w dziale II "Pojęcia i definicje":

- Farma fotowoltaiczna - Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii elektrycznej, wykorzystująca do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego. Farma fotowoltaiczna stanowi jednostkę wytwórczą.
- 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)
- Obiekt pomiarowy - Zbiór fizyczny lub wirtualny obejmujący co najmniej jeden PP.
- 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.
- 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.

- Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP) - Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
- 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.
- 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 EG
- 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.
- Rozporządzenie pomiarowe - Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. z 2022 r., poz. 788).
- Przekaznik SCO - Wyodrębniony przekaznik 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.
- Układ SCO - Zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przekaznika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników.
- 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.
- Zaprzestanie dostarczania energii elektrycznej - Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej, lub z powodu zgłoszenia/powiadomienia przez sprzedawcę umowy kompleksowej niezgodnie z przedmiotem GUD-K.
- Zmienione pojęcia w dziale II "Pojęcia i definicje"
- Grupy przyłączeniowe - Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na:

a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,

b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV,

c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,

d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,

e) grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,

f) grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

- Jednostka grafikowa - Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
- Instalacja odnawialnego źródła energii - Instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:

a) urządzeń służących do wytwarzania energii opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia jest wytwarzana 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, w tym magazyn biogazu rolniczego.

- Jednostka wytwórcza - Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
- W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r.) - 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.
- Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO - Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER), spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.

66. Zmienia się punkt I.1.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

I.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 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 magazynu energii elektrycznej nie spełniających tych wymagań.

67. Stosowanie nazwy „EG” zamiast „OSDn EG” w całym dokumencie.

68. Zmienia się punkt 1.2, który przyjmuje następujące brzmienie:

1.2. EG 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.

69. Zmienia się punkt 1.3, który przyjmuje następujące brzmienie:

1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla EG.

70. Zmienia się punkt 1.4, który przyjmuje następujące brzmienie:

1.4. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68 kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej w sposób trójfazowy.

71. Zmienia się punkt 1.5, który przyjmuje następujące brzmienie:

1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. EG decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.

72. Usuwa się punkty 1.6, 1.7, 1.8 i 1.9.

73. Zmienia się punkt 1.6 (dawny 1.10), który przyjmuje następujące brzmienie:

1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

74. Zmienia się punkt 1.7 (dawny 1.11), który przyjmuje następujące brzmienie:

1.7. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z EG i w obecności jego przedstawiciela.

75. Zmienia się punkt 1.8 (dawny 1.12), który przyjmuje następujące brzmienie:

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.

76. Zmienia się punkt 2.1, który przyjmuje następujące brzmienie:

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 mikroinstalacji lub grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.

77. Zmienia się punkt 2.2, który przyjmuje następujące brzmienie:

2.2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej, wyposażony w system zdalnego sterowania z odwzorowaniem jego stanu pracy.

78. Zmienia się punkt 2.3, który przyjmuje następujące brzmienie:

2.3. EG koordynuje pracę łączników, o których mowa w pkt 2.1. i 2.2. oraz decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy. Nie dotyczy to łączników współpracujących z mikroinstalacjami.

79. Zmienia się punkt 2.4, który przyjmuje następujące brzmienie:

2.4. W przypadku mikroinstalacji wymagane jest, aby po stronie prądu przemiennego falownika zlokalizowany był co najmniej rozłącznik izolacyjny odpowiadający drugiej kategorii przebiegu.

80. Zmienia się punkt 3.1, który przyjmuje następujące brzmienie:

3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami IRIESD oraz pkt 3 niniejszego załącznika. Wymagania pkt 3 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji, za wyjątkiem drugiego akapitu pkt 3.11.

81. Zmienia się punkt 3.2, który przyjmuje następujące brzmienie:

3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt 2.1. a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.

82. Zmienia się punkt 3.3, który przyjmuje następujące brzmienie:

3.3. Zabezpieczenia powinny spełniać wymagania zawarte w części ogólnej IRIESD.

83. Zmienia się punkt 3.4, który przyjmuje następujące brzmienie:

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.

84. Zmienia się punkt 3.5, który przyjmuje następujące brzmienie:

3.5. EG decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.

85. Zmienia się punkt 3.6, który przyjmuje następujące brzmienie:

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.

86. Zmienia się punkt 3.7, który przyjmuje następujące brzmienie:

3.7. EG ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.

87. Zmienia się punkt 3.8, który przyjmuje następujące brzmienie:

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.

88. Zmienia się punkt 3.9, który przyjmuje następujące brzmienie:

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 rozdzielczą, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).

89. Zmienia się punkt 3.10, który przyjmuje następujące brzmienie:

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.

90. Zmienia się punkt 3.11, który przyjmuje następujące brzmienie:

3.11. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażać w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.

91. Zmienia się punkt 3.12, który przyjmuje następujące brzmienie:

3.12. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym, automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z EG.

92. Zmienia się punkt 3.13, który przyjmuje następujące brzmienie:

3.13. EG może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

93. Zmienia się punkt 4.1, który przyjmuje następujące brzmienie:

3.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa EG w warunkach przyłączenia.

94. Zmienia się punkt 4.2, który przyjmuje następujące brzmienie:

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 należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.

95. Zmienia się punkt 5.1, który przyjmuje następujące brzmienie:

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 rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.

96. Dodaje się punkt 8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH o następującym brzmieniu:

8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

8.1. Postanowienia ogólne

8.1.1. Farmy wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określone w pozostałych punktach niniejszej IRIESD.

8.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt. 8 niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.

8.1.3. Farmy wiatrowe, które w dniu wejścia w życie niniejszej IRIESD są przyłączone do sieci lub mają podpisane umowy o przyłączenie do sieci, obowiązane są wypełnić wymagania pkt. 8 niniejszego załącznika tylko w przypadku modernizacji farmy wiatrowej. Farmy wiatrowe posiadające ważne warunki przyłączenia do sieci, uzgodnią z EG zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRIESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRIESD.

8.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:

- a) regulacja mocy czynnej,
- b) praca w zależności od napięcia i częstotliwości,
- c) załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,
- d) regulacja napięcia i mocy biernej,
- e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
- f) dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,
- g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
- h) systemy monitoringu i telekomunikacji,
- i) testy sprawdzające

8.1.5. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

8.1.6. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określone przez EG w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.

8.1.7. EG może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.

8.1.8. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona na polecenie Operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

8.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej

8.2.1. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej, moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością $\pm 5\%$) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego Operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.

8.2.2. 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 EG poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.

8.2.3. Układ regulacji mocy poszczególnych jednostek wytwórczych, powinien zapewnić zmniejszenie mocy do co najmniej 20% mocy znamionowej w czasie mniejszym od 2 s.

8.2.4. EG z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac modernizacyjnych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.

8.2.5. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego odpowiedni operator systemu, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. EG określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

8.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

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

a) przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,

b) przy $48,5 \leq f < 49,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,

c) przy $48,0 \leq f < 48,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,

d) przy $47,5 \leq f < 48,0$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,

e) przy $f < 47,5$ Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,

f) przy $50,5 < f \leq 51,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,

g) przy $f > 51,5$ Hz farmę wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.

8.3.2. Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt. 8.3.1.a) i pkt.8.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w następującym zakresie: a) $105 \text{ kV} \div 123 \text{ kV}$ – dla sieci 110 kV, b) $\pm 10\% U_n$ – dla sieci SN.

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

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

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

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

8.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

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

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

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

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

8.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

8.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym

8.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia. EG w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie, wraz z potrzebą zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.

8.5.3. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej, należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną, z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

8.6.1. W niektórych lokalizacjach, EG może wymagać, by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały z możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych moc bierną. Wymaganie to określa EG w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie

8.6.2. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, EG określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.

8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3 %. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.

8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.

8.7.3. W ciągu każdego tygodnia 99% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt. od 8.7.1. do 8.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.

8.7.4. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.

8.7.5. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

8.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

8.8.1. Właściciel farmy wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących farmę przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.

8.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.

8.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmy wiatrowej.

8.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.

8.8.5. Na etapie opracowywania dokumentacji projektowej farmy wiatrowej, właściciel farmy jest zobowiązany przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą m.in. sprawdzenie:

a) kompletności zabezpieczeń,

b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,

c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.

Analizę zabezpieczeń należy przekazać EG

8.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

8.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy. Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia EG

8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:

a) mocy czynnej,

b) mocy biernej,

c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,

d) współczynnika mocy $\cos \phi$,

e) średniej dla farmy prędkości wiatru.

8.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:

a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,

b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV,

c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.

8.9.4. Właściciel farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu, aktualne parametry wyposażenia farmy wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem farmy wiatrowej są to dane producentów urządzeń.

8.9.5. EG określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.

8.9.6. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i EG określa EG na etapie projektowania.

8.10. Testy sprawdzające

8.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRIESD. Sposób i zakres przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić co najmniej na 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.

8.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem przyłączenia farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone w terminie 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów sprawdzających. Testy powinny być wykonane zgodnie z obowiązującymi przepisami przy zachowaniu należytej staranności i wiedzy technicznej, przez niezależną firmę ekspercką posiadającą odpowiednie kwalifikacje, wiedzę i doświadczenie, uzgodnioną z EG według programu uzgodnionego z EG. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiegokolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzania obiektowych testów sprawdzających. Operator systemu ma prawo uczestniczyć w przeprowadzeniu testów.

8.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:

a) charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,

- b) uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
- c) odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągana jest moc znamionowa,
- d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
- e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,
- f) wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.

8.10.4. EGwydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.

8.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest EGw terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

8.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż farma wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRIESD oraz umowie o przyłączenie, właściwy operator systemu wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego nie spełnienia wymagań określonych w IRIESD oraz umowie o przyłączenie, operator systemu ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

97. Zmienia się numeracja punktów 8.1-8.3 na 9.1-9.3.

98. Dodaje się punkt 10. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EG oraz 11. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH i FARM FOTOWOILTAICZNYCH o następującym brzmieniu:

10. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ EG

10.1. Postanowienia ogólne

Ze względu na charakter magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie wytwarzania, należy traktować je jako jednostki wytwarzające energię elektryczną w module parku energii. Stąd też, dla magazynów energii elektrycznej obowiązują wymagania takie same jak dla odpowiednich typów modułów wytwarzania zgodnie z zapisami NC RfG oraz z zapisami wymogów ogólnego stosowania do NC RfG, włącznie z poniższymi, szczegółowymi zapisami w zakresie aktywnej odpowiedzi na odchylenia częstotliwości (tryby: LFSM-O, LFSM-U).

10.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości

10.2.1. Odpowiedź mocą na podwyższoną częstotliwość (tryb LFSM-O) Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na podwyższoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania A, B, C i D. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-O (50,2 Hz – 50,5 Hz, wartość domyślna 50,2 Hz) nie powinny zmniejszać mocy ładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci poniżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy ładowania w przypadku osiągnięcia maksymalnej pojemności ładowania oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości, powinny zmniejszać moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

10.2.2. Odpowiedź mocą na obniżoną częstotliwość (tryb LFSM-U)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na obniżoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania C i D. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-U (49,8 Hz - 49,5 Hz, wartość domyślna 49,8 Hz) nie powinny zmniejszać mocy rozładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie

powróci powyżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy rozładowania w przypadku osiągnięcia minimalnej pojemności oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości powinny obniżać moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

11. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH I FARM FOTOWOLTAICZNYCH

11.1. Zdalne sterowanie farmą wiatrową (interwencyjne)

11.1.1. W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu, wymaga się, aby farma wiatrowa przyłączona do sieci EG lub operatora systemu dystrybucyjnego przyłączonego do systemu EG była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami EG lub standardami operatora systemu dystrybucyjnego przyłączonego do systemu EG jako właściwego ze względu na miejsce przyłączenia farmy wiatrowej. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka centrum dyspozytorskiego należy zapewnić możliwość:

- 1) zadawania maksymalnego, dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (zmiany mocy czynnej),
- 2) zmiany mocy biernej (w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej),
- 3) wyłączenia całkowitego farmy wiatrowej (oddziaływania na wyłącznik w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej).

W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zmianę trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (on-line).

11.1.2. Zadawanie wartości wielkości regulowanych powinno być możliwe w wielkościach bezwzględnych. Algorytm systemu sterowania i regulacji farmą wiatrową musi być dostosowany do realizacji tego wymagania.

11.1.3. Wymaganie zdalnego sterowania stosuje się, niezależnie od wymogu zapewnienia łączności dyspozytorskiej głosowej, zgodnie z IRIESD.

11.1.4. PGE Dystrybucja S.A ma prawo do zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej poprzez oddziaływania na wyłącznik w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane z poziomu służb dyspozytorskich EGOSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), zastrzega sobie możliwość, za pośrednictwem służb dyspozytorskich EG, interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci EG wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb dyspozytorskich operatora.

11.2. Zdalne sterowanie farmą fotowoltaiczną (interwencyjne) przyłączoną

11.2.1. EG ma prawo do zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy fotowoltaicznej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy fotowoltaicznej poprzez oddziaływania na wyłącznik w torze wyprowadzenia mocy farmy fotowoltaicznej, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich EG, dokonuje interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci EG, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb dyspozytorskich EG

11.2.2. Postanowienia dotyczące zdalnego (interwencyjnego) sterowania farmą wiatrową, określone w pkt 11.1.1. - 11.1.3., stosuje się odpowiednio w odniesieniu do farmy fotowoltaicznej.