



Karta Aktualizacji Nr B/3/2024
Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Niniejsza Karta Aktualizacji zmienia postanowienia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej („IRiESD”), która została zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4 z dnia 10 września 2013 roku z późniejszymi zmianami.

I. Zakres zmian IRiESD:

Lp.	Pkt IRiESD	Zestawienie zmian
1.	I.1.7.	Zmieniono treść ppk 4)
2.	I.1.8., I.3.2., II.1.44., A.3.4., A.3.8., definicji „reprezentant prosumentów” oraz w Załączniku nr 6	Wyrazy „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe” zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie”
3.	I.1.5. ppkt 1), I.3.5., II.1.3., II.4.	Wyrazy „urządzeń wytwórczych” zastępuje się wyrazami „jednostek wytwórczych”
4.	I.2.1.	Zmieniono treść pkt
5.	I.3.1. – I.3.2.	Zmieniono treść pkt
6.	I.3.4.	Zmieniono treść pkt
7.	I.3.6.	Zmieniono treść pkt
8.	I.3.10.	Zmieniono treść pkt
9.	I.4.4.	Zmieniono treść pkt
10.	II.1.2.	Zmieniono treść ppkt 4) i 6)
11.	II.1.4.	Zmieniono treść pkt
12.	II.1.7. – II.1.9.	Zmieniono treść pkt
13.	II.1.13. - II.1.15.	Zmieniono treść pkt
14.	II.4.5.1.4.	Zmieniono treść pkt
15.	II.4.5.1.10.	Dodano na końcu pkt akapit
16.	II.4.5.1.11.	Zmieniono treść pkt
17.	II.4.5.1.14.	Zmieniono treść pkt
18.	II.4.5.1.16.	Zmieniono treść pkt
19.	II.4.5.1.19.	Dodano nowy pkt
20.	II.4.5.2.2. – II.4.5.2.4.	Zmieniono treść pkt
21.	II.4.5.2.4.2.	Zmieniono treść pkt
22.	II.4.5.2.5.1.	Zmieniono treść pkt
23.	II.4.5.2.6.1.	Zmieniono treść pkt
24.	II.4.5.3.2.	Zmieniono treść pkt
25.	II.4.5.4.2.1. – II.4.5.4.2.3.	Zmieniono treść pkt
26.	II.4.5.4.4.1.	Zmieniono treść pkt
27.	II.4.6.5.	Zmieniono treść pkt
28.	II.4.6.8.	Zmieniono treść pkt
29.	II.4.7.1.15., II.4.7.1.16. i II.4.7.1.17.	wyrazy „układ pomiarowy” zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „układ pomiarowo-rozliczeniowy”
30.	II.4.7.1.19. – II.4.7.1.32.	Zmieniono treść pkt
31.	II.4.9.	Dodano nowy pkt
32.	IV.1.	Zmiana tytułu pkt

33.	IV.1.2.	Zmieniono treść pkt
34.	IV.1.3. – IV.1.4.	Usunięto pkt
35.	IV.1.5. – IV.1.6.	Zmieniono treść pkt
36.	IV.1.9.	Zmieniono treść pkt
37.	IV.3.1.2.	Zmieniono pierwszy akapit
38.	IV.3.1.3.	Usuwa się lit. e)
39.	IV.3.2.3.	Zmiana treści pierwszego zdania
40.	IV.3.2.35. IV.3.2.36.	Dodano nowe pkt
41.	IV.3.4.1.1.	Zmieniono treść pkt
42.	IV.3.4.1.8.	Usuwa się ostatni akapit
43.	IV.3.4.1.9.	Zmieniono treść pkt
44.	IV.3.4.2.6.	usuwa się ostatni akapit
45.	IV.3.5.2.	Zmieniono treść pkt
46.	IV.3.5.21. - IV.3.5.22.	Dodano nowe pkt
47.	IV.3.6.	Usuwa się pkt
48.	IV.4. – IV.5.	Dodano nowe pkt
49.	V.1.	Zmieniono treść pkt
50.	V.3. – V.4.	Zmieniono treść pkt
51.	VI.1.1.	Zmieniono treść pkt
52.	VI.1.3.	Zmieniono treść pkt
53.	VI.2.3.	Zmieniono treść lit. d)
54.	VI.8. – VI.10.	Usunięto pkt
55.	VIII.1. – VIII.2.	Zmieniono treść pkt
56.	VIII.3.2.	Dodano nowy pkt
57.	A.1.3. – A.1.5.	Zmieniono treść pkt
58.	A.2.1.	Zmieniono treść lit. n)
59.	A.2.2. - A.2.3.	Zmieniono treść pkt
60.	A.3.1.	Zmieniono treść pkt
61.	A.3.3. – A.3.6.	Zmieniono treść pkt
62.	A.3.8.	Zmiana treści ppkt 5)
63.	A.3.14., A.3.15., A.4.3.1., A.4.3.3., A.4.3.5., A.4.3.6., A.4.3.7., A.4.3.8., A.5.3., A.6.3., A.6.7., A.6.9., A.6.10., B.3., C.1.2., C.1.11., C.1.15., C.2.8., C.2.12., D.1.7. oraz w Załączniku nr 4 i 6	skrót „POB” zastępuje się skrótem „POBz”
64.	A.3.3.	dodano lit. f)
65.	A.4.3.8.	Zmieniono treść lit. j) i k)
66.	A.4.3.12.	Zmieniono treść pkt
67.	A.5.2.	Zmieniono treść pkt
68.	A.5.3.	Zmieniono treść lit. b)
69.	A.5.11.	Usunięto pkt

70.	A.5.19.	Zmieniono treść lit. d)
71.	A.5.20.	Zmieniono treść pkt
72.	A.6.1.	Zmieniono treść lit b) oraz dodano lit. d)
73.	A.6.5.	Zmieniono treść pkt
74.	A.6.8.	Zmieniono treść pkt
75.	A.6.12.	Zmieniono treść pkt
76.	A.6.13.	Dodano nowy pkt
77.	A.9.12.	Zmiana wprowadzenia do pkt.
78.	A.10.	Zmieniono treść rozdziału
79.	A.11.	Dodano rozdział
80.	C.1.1.	Zmieniono treść pkt
81.	C.1.11.	Zmieniono treść pkt
82.	C.1.12.	Zmieniono treść ppkt a) tiret drugi
83.	C.2.	zastąpiono skrót „JG _{BI} ” na „JB _{OS} ”
84.	F.4.	Zmiana treści lit.g)
85.	E.	Zmieniono treść rozdziału
86.	G.5.	Dodano nowy pkt
87.	H.4.	Zmieniono treść pkt
88.	H.5.	Zmieniono treść ppkt 5)
89.	I.4.	Dodano lit. d)
90.	„SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI” w pkt I. „OZNACZENIA SKRÓTÓW”	usuwa się oznaczenia skrótów: FPP, MB _{AFW} , MB _{APV} , MB, F _{MDD} , P _{MDD} , URB _{BIL} , URB _{GE} , URB _{PO} , URB _O , URB _W , dodano nowe skróty: DUB, FRP, JB, JB _{OS} , JG, AFD _{MB} , FD _{MB} , FZ _{MB} , MB _{AH} , MB _{AI} , MB _{AZ} , MB _O , MB _{OSD} , MB _W , OP, OREB, ORN, POB _{OSD} , POB _Z , POB _{ZSU} zmieniono skróty: F _{MB} , W _{MB} , MB _{AM} , MB _{AO} , MB _{AW} , P _{lt} , P _{st} , POB, SCO, THD,
91.	SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI” w pkt II. „Pojęcia i definicje”	usuwa się definicje: „Awaria sieciowa”, „Awaria w systemie”, „Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)”, „Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)”, „Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)”, „Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)”, „Obszar Rynku Bilansującego”, „Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)”, „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana”, „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana” zmieniono definicje: Bilansowanie systemu, Farma fotowoltaiczna, Farma wiatrowa, Grupy

		przyłączeniowe, Jednostka grafikowa, Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana, Miejsce dostarczania, Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD), Moc przyłączeniowa, Moc umowna, Niezbilansowanie, Ograniczenia sieciowe, Operator pomiarów, Przekątnik SCO, Przyłącze, Rynek bilansujący, Usługi systemowe, Wytwórca, Zasilanie inicjalne <u>dodano nowe definicje:</u> Awaria techniczna, Bilansowanie handlowe, Dostawca usług bilansujących, Dni robocze, Energia bilansująca, Fizyczny rejestr pomiarowy, Instalacja odbiorcza, Jednostka bilansowa, Jednostka odbiorcza, Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana, Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego, Moc bilansująca, Moduł parku energii, Moduł wytwarzania energii, Obszar RB, Okres rozliczania niezbilansowania, Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie, Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSDp, Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów, Przerwa planowana, Przerwa nieplanowana, Rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej, Stan odbudowy systemu, Stan zagrożenia, Stan zaniku zasilania, Sterowany odbiór, Umowa dystrybucji, Umowa przesyłowa, Usługa IRP, Usługi bilansujące, Zakład wytwarzania energii, Zasób
92.	Załącznik nr 1	Usuwa się pkt 11.1.5. i 11.2.2

II. Nowe brzmienie zapisów IRiESD, które obowiązują od daty wejścia w życie Karty Aktualizacji nr B/3/2024 IRiESD:

1. Zmieniono treść pkt I.1.7. ppkt 4) i nadano mu następujące brzmienie:

4) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie i dostawców usług bilansujących,

2. W punktach: I.1.8., I.3.2., II.1.44., A.3.4., A.3.8., definicji „reprezentant prosumentów” oraz w Załączniku nr 6, wyrazy „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe” zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie”

3. W punktach: I.1.5. ppkt 1), I.3.5., II.1.3., II.4. wyrazy „urządzeń wytwórczych” zastępuje się wyrazami „jednostek wytwórczych”

4. Zmieniono treść pkt I.2.1. i nadano mu następujące brzmienie:

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

5. Zmieniono treść pkt I.3.1. – I.3.2. i nadano im następujące brzmienie:

- I.3.1. PGE Dystrybucja S.A. świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej (dalej „usługi dystrybucji”) na warunkach określonych w:
- 1) koncesji, o której mowa w pkt I.1.3. ppkt 4),
 - 2) Taryfie PGE Dystrybucja S.A.,
 - 3) umowie dystrybucji albo umowie kompleksowej,
 - 4) IRiESD,
 - 5) TCM,
 - 6) procedurach określonych w wykonaniu obowiązków wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943.

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

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

- I.3.2. PGE Dystrybucja S.A. świadcząc usługę dystrybucji:
- 1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w pkt VIII., i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
 - 2) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscu przygotowanym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej,
 - 3) powiadamia odbiorców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
 - 4) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
 - 5) udostępnia lub przekazuje odbiorcy, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy lub podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej dane pomiarowe na zasadach określonych w IRiESD lub w WDB,
 - 6) umożliwia użytkownikowi systemu wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną lub odebraną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
 - 7) informuje użytkownika systemu, którego urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A., albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego,

- o konieczności spełnienia wymagań technicznych w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej zgodnych z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, wynikającym w szczególności z Polskich Norm lub norm wydawanych przez reprezentatywne krajowe lub międzynarodowe organizacje,
- 8) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano licznik zdalnego odczytu,
- 9) opracowuje i wdraża procedury umożliwiające zmianę sprzedawcy oraz uwzględnia je w IRiESD.

6. Zmieniono treść pkt I.3.4. i nadano mu następujące brzmienie:

- I.3.4. PGE Dystrybucja S.A. określa wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz udostępnia ten wzór wniosku na swojej stronie internetowej w wersji umożliwiającej jego uzupełnienie w postaci elektronicznej oraz określa wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji.

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

7. Zmieniono treść pkt I.3.6. i nadano mu następujące brzmienie:

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

8. Zmieniono treść pkt I.3.10. i nadano mu następujące brzmienie:

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

9. Zmieniono treść pkt I.4.4. i nadano mu następujące brzmienie:

- I.4.4. PGE Dystrybucja S.A. stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności PGE Dystrybucja S.A. stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- 1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci,
 - 2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
 - 3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
 - 4) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt VIII.4.1., o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach

warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci PGE Dystrybucja S.A.,

- 5) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 6) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnej Taryfy PGE Dystrybucja S.A.,
- 7) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 8), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 8) na wniosek odbiorcy dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w pkt VIII. i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów; koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie PGE Dystrybucja S.A.
- 9) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie PGE Dystrybucja S.A. za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w pkt VIII. albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
- 10) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 5) lub 8).

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

10. Zmieniono treść pkt II.1.2. ppkt 4) i 6) i nadano im następujące brzmienie:

- 4) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez PGE Dystrybucja S.A., zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci; zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia. Zaliczka nie może być wniesiona przez podmiot trzeci na rzecz wnioskodawcy. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej zawierają pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki,
- 6) jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku lub wymagań określonych w art. 7 Ustawy lub został złożony niezgodnie z wzorem udostępnionym przez PGE Dystrybucja S.A., PGE Dystrybucja S.A. wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie tego wniosku bez rozpoznania,

11. Zmieniono treść pkt II.1.4. i nadano mu następujące brzmienie:

- II.1.4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSD) składa wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu przyszłej sieci w zakresie poboru energii elektrycznej. Wydanie warunków przyłączenia przez PGE Dystrybucja S.A. dla takiej przyszłej sieci, nie gwarantuje możliwości przyłączenia do niej magazynów energii elektrycznej i źródeł energii. Przyłączanie do takiej sieci magazynów energii elektrycznej i źródeł energii elektrycznej, odbywa się z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z PGE Dystrybucja S.A., określonych w IRiESD, w szczególności w pkt II.1.14. oraz II.1.15. Przekazanie projektu warunków przyłączenia stanowi potwierdzenie złożenia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie magazynów energii elektrycznej i źródła energii elektrycznej poprawnego i kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz spełnienia wszystkich wymagań formalnych, w tym w szczególności dotyczących wniesienia zaliczki ustawowej wynikającej z art. 7 ust. 8a Ustawy oraz posiadania dokumentu spełniającego dyspozycję przepisu art. 7 ust. 8d Ustawy, w związku z art. 7 ust. 8d¹ Ustawy.

12. Zmieniono treść pkt II.1.7. – II.1.9. i nadano im następujące brzmienie:

- II.1.7. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy załączyć:
- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku, z wyłączeniem źródeł zlokalizowanych w polskim obszarze morskim,
 - 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów,
 - 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):
 - a) wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo
 - b) decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2021 r., poz. 1484, z późn. zmianami.), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo
 - c) pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2023 r. poz.

960, z późn. zmianami.), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim,

- 4) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
- 5) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
- 6) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,
- 7) wykaz nieruchomości, na których jest planowana budowa przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji lub sieci, oraz obiektów lub lokali, w których jest planowana ich budowa, wraz z planem zabudowy albo szkicem sytuacyjnym określającym ich usytuowanie względem istniejącej sieci oraz sąsiednich nieruchomości, a w przypadku urządzeń lub instalacji lokalizowanych na polskim obszarze morskim – wskazanie współrzędnych geograficznych obszaru, na którym jest planowane ich usytuowanie.

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

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

zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

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

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

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

13. Zmieniono treść pkt II.1.13. – II.1.15. i nadano im następujące brzmienie:

II.1.13. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub połączenia sieci dystrybucyjnych uzgadnia się z OSP w przypadku:

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

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

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

Uzgodnienie obejmuje:

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

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

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

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

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

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

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

14. Zmieniono treść pkt II.4.5.1.4. i nadano mu następujące brzmienie:

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

15. Dodano akapit na końcu w pkt II.4.5.1.10. i nadano mu następujące brzmienie:

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

16. Zmieniono treść pkt II.4.5.1.11. i nadano mu następujące brzmienie:

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

- 1) 24 godz. – dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER,
- 2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.

17. Zmieniono treść pkt II.4.5.1.14. i nadano mu następujące brzmienie:

II.4.5.1.14. Układy i urządzenia EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

18. Zmieniono treść pkt II.4.5.1.16. i nadano mu następujące brzmienie:

II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej 110 kV, zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV wyposażone w EAZ. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.

19. Dodano nowy pkt II.4.5.1.19. i nadano mu następujące brzmienie:

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

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

20. Zmieniono treść pkt II.4.5.2.2. – II.4.5.2.4. i nadano im następujące brzmienie:

II.4.5.2.2.2. Pola linii pracujących w układzie pierścieniowym wyposaża się w:

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

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

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

- 1) zabezpieczenia w jednym z wariantów:
 - a) odcinkowe albo odległościowe jako zabezpieczenie podstawowe oraz ziemnozwarciowe jako zabezpieczenie rezerwowe,
 - b) nadprądowe bezzwłoczne i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych jako zabezpieczenie podstawowe oraz zabezpieczenie ziemnozwarciowe zerowo-prądowe kierunkowe,
- 2) automatykę trójfazowego SPZ,
- 3) lokalizację miejsca zwarcia, o ile zastosowanie jest możliwe.

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

- 1) odcinkowe jako podstawowe,
- 2) odległościowe jako rezerwowe, z możliwością pracy współbieżnej z zabezpieczeniem odległościowym na przeciwległym końcu linii, z pamięcią napięciową,
- 3) blokadę od kołysań mocy jeśli warunki systemowe wymagają jej zastosowania,
- 4) funkcje bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora służącego do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii od sygnału awaryjnego wyłączenia tego modułu,
- 5) blokadę przed podaniem napięcia od modułu wytwarzania energii,
- 6) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łącz,
- 7) funkcję umożliwiającą jednoczesne dwustronne wyłączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez jednostkę wytwórczą.

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

21. Zmieniono treść pkt II.4.5.2.4.2. i nadano mu następujące brzmienie:

- II.4.5.2.4.2. W stacjach istniejących, w układzie „H”, do których nie jest podłączony GPO, dopuszcza się możliwość rozwiązania zabezpieczenia szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.

22. Zmieniono treść pkt II.4.5.2.5.1. i nadano mu następujące brzmienie:

- II.4.5.2.5.1. Rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy LRW. Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem LRW, z wyłączeniem rozdzielni 110 kV, w których OSP posiada pole transformatora.

23. Zmieniono treść pkt II.4.5.2.6.1. i nadano mu następujące brzmienie:

- II.4.5.2.6.1. Pola łączników szyn 110 kV w stacjach systemowych wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:
- 1) zabezpieczenie rozcinające, z wyłączeniem łączników szyn w stacjach w układzie H, w których dopuszcza się niestosowanie zabezpieczenia rozcinającego,
 - 2) pola łączników szyn zastępujących pola linii 110 kV, a także linii 110 kV służących do wyprowadzania mocy z modułów wytwarzania energii wyposaża się w dodatkowe układy i urządzenia EAZ umożliwiające realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola przy użyciu pola łącznika szyn.

24. Zmieniono treść pkt II.4.5.3.2. i nadano mu następujące brzmienie:

- II.4.5.3.2. Do zabezpieczania transformatorów o górnym napięciu znamionowym SN i mocy większej niż 1 MVA, posiadających wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia, stosuje się co najmniej następujące zabezpieczenia:
- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciovowe, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
 - 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
 - 3) zabezpieczenia przeciążeniowe,
 - 4) zabezpieczenia technologiczne transformatorów.
- Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia technologiczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

25. Zmieniono treść pkt II.4.5.4.2.1. – II.4.5.4.2.3. i nadano im następujące brzmienie:

- II.4.5.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone moduły wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:
- 1) od skutków zwarć wielofazowych (nadprądowe zwłoczne i zwarciovowe),
 - 2) od skutków zwarć doziemnych,

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

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

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

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

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

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

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

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

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

26. Zmieniono treść pkt II.4.5.4.4.1. i nadano mu następujące brzmienie:

II.4.5.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia:

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

27. Zmieniono treść pkt II.4.6.5. i nadano mu następujące brzmienie:

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

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

28. Zmieniono treść pkt II.4.6.8. i nadano mu następujące brzmienie:

II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż:

- 1) 24 godz. – dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER,
- 2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.

29. W punktach: II.4.7.1.15., II.4.7.1.16. i II.4.7.1.17., wyrazy „układ pomiarowy” zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „układ pomiarowo-rozliczeniowy”

30. Zmieniono treść pkt II.4.7.1.19. – II.4.7.1.32. i nadano im następujące brzmienie:

II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane do

PGE Dystrybucja S.A. przez odbiorcę, wytwórcę, posiadacza magazynu energii elektrycznej lub sprzedawcę.

- II.4.7.1.20. PGE Dystrybucja S.A. na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. PGE Dystrybucja S.A. może dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, również z własnej inicjatywy.
- II.4.7.1.21. Odbiorca lub PGE Dystrybucja S.A. ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Badania laboratoryjne przeprowadza się w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania.
- W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i PGE Dystrybucja S.A.
- II.4.7.1.22. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego jest podmiot inny niż PGE Dystrybucja S.A., to podmiot ten ma obowiązek przekazać PGE Dystrybucja S.A. zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.4.7.1.23. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego oraz demontażu i montażu tego układu, tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- II.4.7.1.24. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.25. Jeżeli PGE Dystrybucja S.A. nie jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, PGE Dystrybucja S.A. zwraca zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia kalendarzowego od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile odbiorca lub PGE Dystrybucja S.A. nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt II.4.7.1.26.
- II.4.7.1.26. W terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego odbiorca lub PGE Dystrybucja S.A. może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. PGE Dystrybucja S.A. umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt II.4.7.1.26., pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewni zastępczy element układu pomiarowo-rozliczeniowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w IRiESD.

- II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, PGE Dystrybucja S.A. zwraca koszty, o których mowa w pkt II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a także informuje sprzedawcę o korekcie:
- 1) danych pomiarowych lub innych danych wpływających na dokonywane przez sprzedawcę rozliczenia,
 - 2) należności za usługę dystrybucji energii elektrycznej świadczonej na podstawie umowy kompleksowej.
- Korekta danych, o których mowa w ppkt 1), dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD lub GUD-K.
- Korekta należności, o których mowa w ppkt 2), dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD-K.
- II.4.7.1.30 W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, strona wnioskująca o sprawdzenie tego układu pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- II.4.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania PGE Dystrybucja S.A. wydaje odbiorcy, nie później niż w terminie 14 dni od dnia zakończenia okresu rozliczeniowego, w którym nastąpił demontaż, dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.
- II.4.7.1.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego PGE Dystrybucja S.A. ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym własny licznik energii elektrycznej, w tym LZO.

31. Dodano nowy pkt II.4.9. i nadano mu następujące brzmienie:

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

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

32. Zmieniono tytułu pkt IV.1. i nadano mu następujące brzmienie:

BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

33. Zmieniono treść pkt IV.1.2. i nadano mu następujące brzmienie:

- IV.1.2. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
- Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następstwie:
- a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
 - b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,

- c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- d) strajku lub niepokoju społecznych,
- e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.

34. Usuwa się pkt IV.1.3. oraz IV.1.4. i odpowiednio zmienia numerację kolejnych punktów od IV.1.5. do IV.1.9. na IV.1.3. – IV.1.7.

35. Zmieniono treść dotychczasowego pkt IV.1.5. (po zmianie numeracji IV.1.3.) i nadano mu następujące brzmienie:

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

36. Zmieniono treść dotychczasowego pkt IV.1.6. (po zmianie numeracji IV.1.4.) i nadano mu następujące brzmienie:

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

37. Zmieniono treść dotychczasowego pkt IV.1.9. (po zmianie numeracji IV.1.7.) i nadano mu następujące brzmienie:

- IV.1.7. Jeżeli zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, PGE Dystrybucja S.A. udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

38. Zmieniono treść pierwszego akapitu w pkt IV.3.1.2. i nadano mu następujące brzmienie:

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

39. W pkt IV.3.1.3. usuwa się lit. e)

40. Zmieniono treść pierwszego zdania w pkt IV.3.2.3. i nadano mu następujące brzmienie:

OSP we współpracy z PGE Dystrybucja S.A. opracowuje plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt IV.3.2.1.

41. Dodano nowe pkt IV.3.2.35. - IV.3.2.36. i nadano im następujące brzmienie:

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

IV.3.2.36. Zaleca się, aby odbiorcy, o których mowa w pkt IV.3.2.35., rejestrowali w czasie trwania ograniczeń przekazywane przez służby dyspozytorskie oraz ruchowe PGE Dystrybucja S.A. powiadomienia dotyczące wprowadzanych ograniczeń oraz wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

42. Zmieniono treść pkt IV.3.4.1.1. i nadano mu następujące brzmienie:

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

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

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

43. W pkt IV.3.4.1.8. usuwa się ostatni akapit

44. Zmieniono treść pkt IV.3.4.1.9. i nadano mu następujące brzmienie:

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

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

45. W pkt IV.3.4.2.6. usuwa się ostatni akapit

46. Zmieniono treść pkt IV.3.5.2. i nadano mu następujące brzmienie:

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

O okoliczności zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych:

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

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

47. Dodano nowe pkt IV.3.5.21. - IV.3.5.22. i nadano im następujące brzmienie:

- IV.3.5.21. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje OSP informację o odbiorcach zwolnionych z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO, w przypadku zwolnienia odbiorców, o których mowa w § 43 ust. 10 rozporządzenia systemowego, wraz z informacją o uzgodnieniu przez strony planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.
- IV.3.5.22. PGE Dystrybucja S.A., opiniując wniosek otrzymany od odbiorcy, bierze pod uwagę załączony przez odbiorcę plan działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy uwzględniający zainstalowane u odbiorcy moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej, zdolność pracy urządzeń w zakresie częstotliwości od 47,5 do 49,0 Hz, ograniczenia techniczne, zasilanie awaryjne i zastosowane technologie urządzeń, instalacji lub sieci. W przypadku gdy przedstawione przez odbiorcę uzasadnienie zwolnienia z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO, PGE Dystrybucja S.A. uzna za niewystarczające lub zgłosi zastrzeżenia, wówczas PGE Dystrybucja S.A. wzywa odbiorcę do przedłożenia opinii niezależnej firmy eksperckiej, która dokona oceny zasadności zwolnienia odbiorcy z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO.

48. Usuwa się pkt IV.3.6.

49. Dodano nowy pkt IV.4. i nadano im następujące brzmienie:

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

- IV.4.1. Odbiorca lub wytwórca będący posiadaczem SGU oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej:
- 1) stosuje wymagania w zakresie obrony i odbudowy systemu określone dla nowo przyłączanych do sieci instalacji odbiorczych, modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej,

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

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

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

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

IV.4.5. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A.:

- 1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należyтым stanie technicznym,
- 2) dostosowuje instalacje, o których mowa w ppkt 1), do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został poinformowany zgodnie z pkt VIII.4.1. ppkt 5),
- 3) niezwłocznie informuje PGE Dystrybucja S.A. o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układach pomiarowo-rozliczeniowych, a także o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach,

- 4) bez uzgodnienia z PGE Dystrybucja S.A. nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.

IV.4.6. PGE Dystrybucja S.A. oraz użytkownik systemu, w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE, wdrażają środki w obiektach ujętych w planie obrony systemu i planie odbudowy opracowanych na podstawie art. 11 i art. 23 NC ER. Obiekty, o których mowa w zdaniu pierwszym, obejmują w szczególności:

- 1) rozdzielnie będące własnością PGE Dystrybucja S.A.,
- 2) rozdzielnie, do których są przyłączone moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c NC ER,
- 3) inne rozdzielnie niezbędne do właściwego przeprowadzenia procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego określone w drodze uzgodnienia między OSP a PGE Dystrybucja S.A.,
- 4) moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c NC ER.

50. Dodano nowy pkt IV.5. i nadano im następujące brzmienie:

IV.5. REDYSPONOWANIE NIERYNKOWE

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

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

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

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

IV.5.5. Polecenia, o których mowa w pkt IV.5.3., w przypadku jednostek wytwórczych będących farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynów energii elektrycznej, PGE Dystrybucja S.A. może wydać:

- 1) bezpośrednio jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., lub
 - 2) za pośrednictwem OSDn przyłączonego do sieci PGE Dystrybucja S.A., jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej tego OSDn lub do sieci dystrybucyjnej innego OSDn przyłączonego do sieci tego OSDn.
- IV.5.6. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.5.2., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy OSP a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.
- IV.5.7. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.5.3., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.

51. Zmieniono treść pkt V.1. i nadano mu następujące brzmienie:

- V.1. PGE Dystrybucja S.A. współpracuje z następującymi podmiotami:
- a) OSP,
 - b) OSD,
 - c) sprzedawcami,
 - d) POB,
 - e) DUB,
 - f) OHT,
 - g) OH,
 - h) OP
- oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej oraz operatorami ogólnodostępnych stacji ładowania („OOSŁ”).

52. Zmieniono treść pkt V.3. – V.4. i nadano im następujące brzmienie:

- V.3. OSDn realizuje określone w Ustawie, IRiESP, WDB oraz IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem OSD, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.
- V.4. Zasady i zakres współpracy PGE Dystrybucja S.A. z OSDn są określone w IRiESP, WDB i IRiESD oraz w IWR, a także w stosownych umowach zawartych pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSDn, przy czym:
- a) w przypadku, gdy OSDn posiada bezpośrednie połączenia z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A. oraz innych OSDp, współpraca z OSP

- jest realizowania przez tego OSDn za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A. lub innych OSDp, odpowiednio do obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn i obszaru sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. i danego OSDp,
- b) w przypadku gdy OSDn nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A., to taki OSDn realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDp, do którego sieci przyłączony jest podmiot, z którym połączona jest sieć OSDn, z uwzględnieniem postanowień lit. a).

53. Zmieniono treść pkt VI.1.1. i nadano mu następujące brzmienie:

- VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu PGE Dystrybucja S.A. na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w szczególności:
- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., innych niż JWCD oraz JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,
 - d) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD,
 - e) prowadzi działania sterownicze i regulacyjne obejmujące:
 - zmianę wytwarzania mocy czynnej lub biernej przez moduł wytwarzania energii,
 - załączanie dławików i kondensatorów,
 - załączanie elementów sieci (linii, transformatorów),
 - zmianę zaczepów transformatorów,
 - zmianę trybów regulacji i wartości zadanych układów regulacji i automatyk,
 - f) wprowadza ograniczenia pracy lub odłącza od sieci mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A., w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci; uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci ENEA Operator jest obowiązana niezwłocznie przywrócić stan poprzedni,
 - g) wprowadza przerwy i ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na zasadach określonych w pkt. IV.3.,
 - h) zbiera i przekazuje do OSP dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP,

54. Zmieniono treść pkt VI.1.3. i nadano mu następujące brzmienie:

- VI.1.3. Podmioty uczestniczące w prowadzeniu ruchu sieciowego sporządzają w formie pisemnej wykazy osób i jednostek organizacyjnych bezpośrednio uczestniczących w prowadzeniu ruchu sieciowego w KSE. Wykazy podlegają bieżącej aktualizacji i są sobie wzajemnie przekazywane.

55. Zmieniono treść pkt VI.2.3. lit. d) i nadano mu następujące brzmienie:

- d) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., innych niż JWCD oraz magazynów energii elektrycznej.

56. Usunięto pkt VI.8. – VI.10.

57. Zmieniono treść pkt VIII.1. i nadano mu następujące brzmienie:

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.1.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej I i II

VIII.1.1.1. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s w miejscach przyłączenia zawiera się w przedziale:

- 1) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
- 2) $50 \text{ Hz} + 4\% / - 6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

VIII.1.1.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV.

VIII.1.1.3. Przez 95% czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{lt}) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 0,8.

VIII.1.1.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

- 1) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej,
- 2) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej U_h
rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej U_h	rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej U_h		

5	2%	3	2%	2	1,5%
7	2%	9	1%	4	1%
11	1,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	1,5%	>15	0,5%		
17	1%				
19	1%				
23	0,7%				
25	0,7%				
>25	$0,2 + 0,5 \cdot \frac{25}{h}$				

VIII.1.1.5. W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 3%.

VIII.1.1.6. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci, mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami jakościowymi tej energii określonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.1.7. PGE Dystrybucja S.A. zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

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

VIII.1.2. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III-V

VIII.1.2.1. Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s zawiera się w przedziale:

- 1) 50 Hz $\pm$ 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
- 2) 50 Hz + 4% / – 6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

VIII.1.2.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyłeń $\pm 10\%$ napięcia znamionowego.

VIII.1.2.3. Przez 95% czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{lt}) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1.

VIII.1.2.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

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

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej j [u _h]
rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u _h]	rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u _h]		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	3%	>15	0,5%		
17	2%				
19	1,5				
23	1,5%				
25	1,5%				
>25	$0,5 + \frac{25}{h}$				

VIII.1.2.5. W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 8%.

VIII.1.2.6. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.

VIII.1.2.7. PGE Dystrybucja S.A. zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

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

VIII.1.3. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej VI

VIII.1.3.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa.

58. Zmieniono treść pkt VIII.2. i nadano mu następujące brzmienie:

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

- 1) planowane,
- 2) nieplanowane.

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

- 1) przemijające (mikroprzerwy) – trwające nie dłużej niż 1 s,
- 2) krótkie – trwające dłużej niż 1 s i nie dłużej niż 3 min,
- 3) długie – trwające dłużej niż 3 min i nie dłużej niż 12 godz.,
- 4) bardzo długie – trwające dłużej niż 12 godz. i nie dłużej niż 24 godz.,
- 5) katastrofalne – trwające dłużej niż 24 godz.

VIII.2.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt VIII.4.1. ppkt 4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych II–III i VI:

- 1) dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w roku wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa,
- 2) w przypadku gdy odbiorcą jest OSP w zakresie potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej najwyższych napięć, dopuszczalne czasy trwania przerw, o których mowa w ppkt 1), są co najmniej o połowę krótsze od czasów określonych w pkt VIII.2.5.

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

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

VIII.2.6. PGE Dystrybucja S.A., w terminie do dnia 31 marca każdego roku, publikuje na swojej stronie internetowej wartości wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku:

- 1) wskaźnik:
 - a) przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej

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

Dla każdego z wskaźników, o których mowa powyżej, podaje się liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

59. Dodano nowy pkt VIII.3.2. i nadano mu następujące brzmienie:

VIII.3.2. Wymagania dla modułu wytwarzania energii przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym

- VIII.3.2.1. Moduł wytwarzania energii nie może powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli, przy czym podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń:

Lp.	Przedział wartości RVC	Maksymalna dopuszczalna liczba i częstość występowania zdarzeń RVC
1	$0,5\% \leq RVC < 1,5\%$	100/godz.
2	$1,5\% \leq RVC < 3,0\%$	10/godz.
3	$3,0\% \leq RVC$	0

- VIII.3.2.2. Udział modułu wytwarzania energii w całkowitych wahaniami napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła (Pst) i długookresowego współczynnika migotania światła (Plt) ponad wartość tła nie przekracza wartości określonych w poniższej tabeli:

Lp.	Napięcie znamionowe sieci	(Pst)	(Plt)
1	≥ 220 kV	0,30	0,20
2	110 kV	0,35	0,25

- VIII.3.2.3. Moduł wytwarzania energii nie może powodować w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach

większych niż 50% wartości granicznych określonych w tabeli w pkt VIII.1.1.4. ppkt 2).

- VIII.3.2.4. Moduł wytwarzania energii powinien spełniać wymagania w zakresie wartości wahań napięcia, o których mowa w pkt VIII.3.2.1. i VIII.3.2.2. oraz wymagania w zakresie wartości harmonicznych napięcia, o których mowa w pkt VIII.1.1.4. ppkt 2) przez 99% czasu w każdym tygodniu.
- VIII.3.2.5. Wartość maksymalna całkowitego współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w miejscu przyłączenia modułu wytwarzania energii do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym jest równa 1,5% lub mniejsza.

60. Zmieniono treść pkt VIII.4.1. i nadano mu następujące brzmienie:

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

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

- 1) przyjmowanie od odbiorców przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej z sieci,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
 - c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach.
- 5) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego,

podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,

- c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci,
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnej taryfy,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 9), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie PGE Dystrybucja S.A.,
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie PGE Dystrybucja S.A. za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
- 11) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 6) lub 9).

VIII.4.2. Reklamacje odbiorcy dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego są rozpatrywane na zasadach i w terminach określonych w pkt II.4.7.1.

61. Zmieniono treść pkt A.1.3. – A.1.5. i nadano im następujące brzmienie:

- A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. i posiadające zawarte z PGE Dystrybucja S.A. umowy dystrybucji, mogą być URB zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w WDB. Wówczas taki podmiot powinien mieć zawartą również umowę przesyłową.
- A.1.4. Każdy OSDn realizuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz określone w ustawie o rynku mocy obowiązki w zakresie współpracy z OSP,

za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSDn oraz odpowiednio zapisami WDB lub IRiESD.

- A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB i który posiada umowę dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A. albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą posiadającym zawartą GUD-K z PGE Dystrybucja S.A. jest URD.

Zasady obsługi podmiotów przyłączonych do sieci OSDn (zwanymi dalej „URDn”), reguluje stosowna instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowana przez OSDn.

62. Zmieniono treść pkt A.2.1. lit. n) i nadano mu następujące brzmienie:

- n) zasady współpracy dotyczące usługi IRP,

63. Zmieniono treść pkt A.2.2. - A.2.3. i nadano im następujące brzmienie:

- A.2.2. Obszar sieci, dla którego PGE Dystrybucja S.A. wykonuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami obejmuje sieć dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A. oraz sieci dystrybucyjne OSDn przyłączone bezpośrednio lub pośrednio do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem RB.
- A.2.3. Procedury bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:
- a) PGE Dystrybucja S.A.,
 - b) OSDn wyznaczonych na sieciach dystrybucyjnych przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
 - c) „sąsiednich OSDn” tzn. OSDn, których sieci są połączone pośrednio z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A.,
 - d) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
 - e) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD z PGE Dystrybucja S.A.,
 - f) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD-K z PGE Dystrybucja S.A.,
 - g) sprzedawców pełniących na obszarze PGE Dystrybucja S.A. funkcję sprzedawcy rezerwowego,
 - h) POBz działających na obszarze PGE Dystrybucja S.A.,
 - i) DUB działających na obszarze PGE Dystrybucja S.A.,
 - j) podmioty pełniące, zgodnie z WDB, funkcje OH lub OHT i reprezentujące podmioty wymienione w lit. a) – i) – w przypadku, gdy ich działalność dotyczy obszaru PGE Dystrybucja S.A.

64. Zmieniono treść pkt A.3.1. i nadano mu następujące brzmienie:

A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie RB jest OSP. Zasady funkcjonowania RB, w tym obszar RB, określają WDB. Na RB działają URB, którymi mogą być:

- 1) POB,
- 2) DUB.

URB może być jednocześnie POB i DUB.

POB może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii elektrycznej poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu niezbilansowania, zgodnie z zasadami określonymi w WDB. Natomiast DUB może być podmiot, o którym mowa w pkt A.11.1.

65. Zmieniono treść pkt A.3.3. – A.3.6. i nadano im następujące brzmienie:

A.3.3. PGE Dystrybucja S.A. uczestniczy w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, na które składają się MB z obszaru sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. oraz sieci dystrybucyjnej OSDn, dla których PGE Dystrybucja S.A. realizuje obowiązki OSDn w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt A.1.4.

W ramach obszaru RB wyróżnia się następujące MB:

- a) fizyczne MB (f_{MB}) - jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej,
- b) wirtualne MB (w_{MB}) – jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii elektrycznej niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii elektrycznej.

A.3.4. f_{MB} mogą reprezentować dostawy energii elektrycznej realizowane:

- a) bezpośrednio w tej lokalizacji sieci (f_ZMB), jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB, oraz
- b) we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, przyłączonych lub reprezentowanych w tej lokalizacji sieci ($f_{D}MB$).

Ze względu na wartości atrybutów $f_{D}MB$ występują następujące oznaczenia typów $f_{D}MB$:

- MB_O , MB_W - reprezentujące dostawy energii elektrycznej URD, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB,
- MB_{OSD} - reprezentujące wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. oraz sąsiednich OSDp,
- $AF_{D}MB$ - reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB;

obowiązują odpowiednio następujące oznaczenia typów $_{AFD}MB$: MB_{AO} , MB_{AW} , MB_{AH} , MB_{AZ} , MB_{AM} , MB_{AI} .

A.3.5. URD jest bilansowany handlowo na RB przez POB_Z .

POB_Z jest wskazywany przez:

- a) sprzedawcę – w GUD lub GUD-K zawartej z PGE Dystrybucja S.A.,
- b) URD_W ,
- c) URD_{ME} .

Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego PPE dokonuje tylko jeden POB_Z .

A.3.6. Ustanowienie lub zmiana POB_Z odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E.

66. Zmieniono treść pkt A.3.8. ppkt 5) i nadano mu następujące brzmienie:

- 5) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami i POB_Z .

67. W punktach A.3.14., A.3.15., A.4.3.1., A.4.3.3., A.4.3.5., A.4.3.6., A.4.3.7., A.4.3.8., A.5.3., A.6.3., A.6.7., A.6.9., A.6.10., B.3., C.1.2., C.1.11., C.1.15., C.2.8., C.2.12., D.1.7. oraz w Załączniku nr 4 i 6 skrót „POB” zastępuje się skrótem „POB_Z”

68. Dodano lit. f) w pkt A.3.3. i nadano jej następujące brzmienie:

- f) wskazanie DUB – dotyczy URD_W oraz URD_{ME} posiadających JWCD.

69. Zmieniono treść pkt A.4.3.8. lit. j) i k) i nadano im następujące brzmienie:

- j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji usługi IRP,
- k) zasady współpracy w zakresie przekazywania informacji, a w szczególności przekazywania danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy oraz świadczeniu usług bilansujących.

70. Dodano pkt A.4.3.12. i nadano mu następujące brzmienie:

A.4.3.12. Podmiot zamierzający pełnić funkcję DUB na zasobach przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A., musi spełnić wymagania zawarte w pkt A.11., w tym zawrzeć umowę dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A.

Umowa dystrybucji zawierana przez PGE Dystrybucja S.A. z DUB powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oświadczenie DUB o zawarciu umowy przesyłowej umożliwiającej świadczenie usług bilansujących na RB,
- b) kod identyfikacyjny DUB na RB,
- c) dane o posiadanych przez podmiot odpowiednich koncesjach – jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz DUB, a także ich dane teleadresowe,
- e) zasady zmiany DUB reprezentującego zasób URD,

- f) wykaz zasobów, z wykorzystaniem których DUB świadczy usługi bilansujące na RB,
- g) oświadczenie DUB, że posiada umocowanie właścicieli poszczególnych zasobów do korzystania z tych zasobów i rozporządzania tymi zasobami przez DUB, zgodnie z zapisami WDB,
- h) zasady informowania DUB o zmianie POB dla zasobów URD, dla których DUB świadczy usługi bilansujące,
- i) zobowiązanie DUB do niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o zaprzestaniu lub zawieszeniu działalności na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących,
- j) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, DUB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, DUB świadczy usługi bilansujące zasobów przyłączonych do sieci OSDn.

71. Zmieniono treść pkt A.5.2. i nadano mu następujące brzmienie:

- A.5.2. W ramach obowiązków współpracy z OSP w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, PGE Dystrybucja S.A. w szczególności:
- a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB_Z,
 - b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania PPE do zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,
 - c) uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. do świadczenia usług bilansujących na RB,
 - d) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych AFDMB wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB,
 - e) przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych AFDMB wraz z informacją o POB_Z tych zasobów,
 - f) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,
 - g) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
 - h) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD, z wykorzystywaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, do poszczególnych AFDMB poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych AFDMB poszczególnych JG należących do DUB,

- i) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych AFD_{MB} poszczególnych JG oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- j) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania RB oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
- k) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie POB_Z lub DUB przez zasoby należące do URD.

72. Zmieniono treść pkt A.5.3. lit. b) i nadano jej następujące brzmienie:

- b) przyporządkowuje sprzedawców, URD_W oraz URD_{ME} do poszczególnych MB, przydzielonych POB_Z, na podstawie GUD lub GUD-K oraz umów dystrybucji,

73. Usuwa się pkt A.5.11.

74. Zmieniono treść pkt A.5.19. lit. d) i nadano jej następujące brzmienie:

- d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD, które są podrzędne do PPE, PGE Dystrybucja S.A. nie nadaje odrębnego kodu PPE,

75. Zmieniono treść pkt A.5.20. i nadano mu następujące brzmienie:

A.5.20. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

- 1) jeżeli w układzie pomiarowo-rozliczeniowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (np. rezerwowy) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
- 2) jeżeli w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego wchodzi liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
- 3) w budynkach wielolokalowych każdy PPE, posiada odrębny kod PPE,
- 4) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka punktów poboru energii, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,
- 5) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

76. Zmieniono treść pkt A.6.1. lit. b) oraz dodano lit. d) i nadano im następujące brzmienie:

- b) usług IRP,
- d) rozliczeń usług bilansujących,

77. Zmieniono treść pkt A.6.5. i nadano mu następujące brzmienie:

A.6.5. W celu umożliwienia PGE Dystrybucja S.A. przekazywania OSP danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń usługi IRP lub usług bilansujących, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD,
- b) przekazywania PGE Dystrybucja S.A. dla potrzeb rozliczeń usługi IRP danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii

elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, dla każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,

- c) przekazywania PGE Dystrybucja S.A. dla potrzeb rozliczeń usług bilansujących danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących wielkości mocy oraz rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, odpowiednio dla każdej godziny lub dla każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,
- d) przekazywania PGE Dystrybucja S.A. skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usługi IRP, zgodnie z IRiESP,
- e) przekazywania PGE Dystrybucja S.A. skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usług bilansujących, zgodnie z WDB,
- f) niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

78. Zmieniono treść pkt A.6.8. i nadano mu następujące brzmienie:

- A.6.8. Wyznaczanie przez OSDn danych pomiarowych i ich przekazywanie PGE Dystrybucja S.A. oraz udostępnianie OSP przez PGE Dystrybucja S.A. tych danych, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD oraz odpowiednio zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP, WDB lub RRM.

79. Zmieniono treść pkt A.6.12. i nadano mu następujące brzmienie:

- A.6.12. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych PGE Dystrybucja S.A. na potrzeby rozliczeń usługi IRP odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.2.5.

80. Dodano nowy pkt A.6.13. i nadano mu następujące brzmienie:

- A.6.13. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych PGE Dystrybucja S.A. na potrzeby rozliczeń usług bilansujących odbywa się na zasadach określonych w pkt A.11.3.

81. Zmieniono wprowadzenie w pkt A.9.2. i nadano mu następujące brzmienie:

Wymiana pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSP danych strukturalnych i planistycznych odbywa się zgodnie z IRiESP. Do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSP a podmiotami określonymi w TCM i IRiESP oraz PGE Dystrybucja S.A., służy system informatyczny OSP składający się z:

82. Zmieniono treść rozdziału A.10. i nadano mu następujące brzmienie:

A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUGI IRP

A.10.1. Postanowienia ogólne

- A.10.1.1. Usługa IRP jest świadczona w postaci usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, zapewniającej OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej w zakresie zmniejszenia odbioru energii elektrycznej.
- A.10.1.2. Usługa IRP polega na zmniejszeniu przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, ilości pobieranej z sieci mocy. W przypadku ORed z generacją wewnętrzną, usługa IRP może również obejmować wprowadzanie mocy do sieci.
- A.10.1.3. Usługa IRP może być świadczona za pomocą ORed posiadających Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych w pkt A.10.2.
- Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.
- A.10.1.4. OSP nie korzysta z usługi IRP w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej powyżej 11 stopnia zasilania, poczynając od godziny, od której obowiązują te stopnie zasilania, z wyjątkiem przypadku gdy polecenie redukcji zostało wydane przed ogłoszeniem komunikatu OSP o obowiązujących w danym okresie stopniach zasilania.

A.10.2. Certyfikacja ORed

- A.10.2.1.1. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.
- A.10.2.1.2. ORed jest to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających następujące kryteria:
- 1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci,
 - 2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:
 - a) spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD odpowiednio OSDp lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
 - b) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do LSPR PGE Dystrybucja S.A. oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.,
 - c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie PGE Dystrybucja S.A. w trybie dobowym poprzez system wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn.

A.10.2.1.3. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę IRP przyłączone są inne podmioty posiadające Certyfikat dla ORed. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDn.

A.10.2.1.4. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

- 1) PGE Dystrybucja S.A. – jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
PGE Dystrybucja S.A. wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu.
- 2) PGE Dystrybucja S.A. we współpracy z OSDn – jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. i OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A.,
PGE Dystrybucja S.A. wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy PGE Dystrybucja S.A. otrzyma od odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci dystrybucyjnej innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.
- 3) OSDn we współpracy z PGE Dystrybucja S.A. – jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A.

Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.4., wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn PGE Dystrybucja S.A., celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze IRP („system IP DSR”) oraz nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn przekazuje PGE Dystrybucja S.A. również oświadczenia odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla PGE Dystrybucja S.A. do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez OSDn i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.

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

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

A.10.2.1.5. Procesem certyfikacji przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

- 1) objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów określającym szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 Ustawy,
- 2) mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.10.2.1.6. W przypadku, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1), proces certyfikacji przeprowadzany jest:

- 1) w trybie podstawowym, w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub
- 2) w trybie dodatkowym, na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego.

A.10.2.1.7. W przypadku, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 2), proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

A.10.2.2. Certyfikacja w trybie podstawowym

A.10.2.2.1. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt A.10.2.1.6. ppkt 1), dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.2.2. PGE Dystrybucja S.A. oraz OSDn jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia, od którego:

- 1) odbiorca w ORed został przyłączony do sieci i podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1), lub
- 2) odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1), lub
- 3) odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym).

Postanowienia pkt 1) – 3) określają przypadki certyfikacji pojedynczych ORed, dla których nie został wydany Certyfikat dla ORed.

A.10.2.2.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.

A.10.2.2.4. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.2.3., jest pozytywny, to odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed. W przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio

PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn informuje odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

- A.10.2.2.5. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2. pkt 2), nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.
- A.10.2.2.6. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1).

A.10.2.3. Certyfikacja w trybie dodatkowym

- A.10.2.3.1. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.2.1.6. ppkt 2) i pkt A.10.2.1.7. dokonywana jest na poniższych zasadach.
- A.10.2.3.2. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:
- 1) PGE Dystrybucja S.A. – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
 - 2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

- A.10.2.3.3. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

- 1) dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa odbiorca w ORed, NIP lub PESEL) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres poczty elektronicznej na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed),
- 2) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub PESEL) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres poczty elektronicznej na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) – w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez odbiorcę w ORed,
- 3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji),
- 4) wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt A.10.2.1.2.,
- 5) atrybut ORed (OREd O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji,
- 6) oświadczenia odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:

- a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do PGE Dystrybucja S.A. i PGE Dystrybucja S.A. do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
 - c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP),
 - d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),
 - e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),
 - i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn, w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany,
- 7) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci PGE Dystrybucja S.A. lub upoważniony przez niego podmiot, składa do PGE Dystrybucja S.A. wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji odbiorcy w ORed wraz z plikiem edytowalnym tego wniosku. Wniosek składany jest na wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.

Na każde żądanie PGE Dystrybucja S.A., odbiorca w ORed dostarczy PGE Dystrybucja S.A. w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela odbiorcy w ORed.

A.10.2.3.4. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

- 1) kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,

- 2) poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
- 3) kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE,
- 4) spełniania kryteriów, o których mowa w pkt. A.10.2.1.2.

A.10.2.3.5. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4., skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.10.2.3.6. Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2. ppkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.3.7. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4., jest pozytywny, to odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.2.3.8. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn – w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku – dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4., i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.1.4. ppkt 3) do upoważnionego PGE Dystrybucja S.A.

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do PGE Dystrybucja S.A. wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu Certyfikatu dla ORed podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn wraz z plikiem edytowalnym tego certyfikatu. Dodatkowo OSDn przekazuje skan pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.2.1.4. ppkt 3). Certyfikat dla ORed przekazywany jest na wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.

Na każde żądanie PGE Dystrybucja S.A., OSDn dostarczy do PGE Dystrybucja S.A. w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały Certyfikatu dla ORed i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.2.1.4. ppkt 3), albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.4.

A.10.2.3.9. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do PGE Dystrybucja S.A. celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.10.2.4. Certyfikat dla ORed

A.10.2.4.1. Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt A.10.2.1.4. ppkt 3) zdanie drugie,
- 2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej,
- 3) dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed, zastrzeżeniem pkt A.10.2.4.5. zdanie trzecie,
- 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE PGE Dystrybucja S.A. (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie jakiego odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. i OSDn zlokalizowany jest dany PPE),
- 5) datę, od której obowiązuje Certyfikat dla ORed,
- 6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed,
- 7) typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt A.10.2.4.4. ppkt 3) lit. a),
- 8) informację, czy odbiorca w ORed jest OSDn.

A.10.2.4.2. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.10.2.2.3. i A.10.2.3.4., PGE Dystrybucja S.A. albo PGE Dystrybucja S.A. upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

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

A.10.2.4.3. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.

A.10.2.4.4. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny”. W celu uzyskania statusu „ORed aktywny”, wymagane jest dostarczenie do PGE Dystrybucja S.A. dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń odbiorcy w ORed:

- 1) zgodą na przekazywanie danych pomiarowych przez:
 - a) PGE Dystrybucja S.A. do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.),
 - b) OSDn do PGE Dystrybucja S.A. i PGE Dystrybucja S.A. do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),

- c) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP),
- 2) zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych odbiorcy w ORed,
- 3) oświadczenia:
 - a) wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj. czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji,
 - b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
 - d) wskazującego adres poczty elektronicznej na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
 - e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

W przypadku ORed przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do tego OSDn. Następnie OSDn informuje PGE Dystrybucja S.A. o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

Na każde żądanie PGE Dystrybucja S.A., OSDn dostarczy PGE Dystrybucja S.A. w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, zgody i oświadczenia odbiorcy w ORed określone w niniejszym punkcie.

A.10.2.4.5. Zgody, o których mowa w pkt A.10.2.4.4. ppkt 1) i 2), są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.

W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4., ORed w systemie IP DSR otrzymuje status „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt A.10.2.4.4. ppkt 2), skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny” na „ORed aktywny” następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez PGE Dystrybucja S.A. dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4.

A.10.2.4.6. OSP publikuje na swojej stronie internetowej informację o posiadaniu przez odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji Certyfikatu dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację.

A.10.2.4.7. Odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo PGE Dystrybucja S.A. upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) pozyskania informacji wskazujących, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.; OSDn przekazuje informację w tym zakresie do PGE Dystrybucja S.A., który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR,
- 2) wstrzymania świadczenia usług dystrybucji odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji.

Odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn informuje odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

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

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi IRP. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny” wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowych dla ORed przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP.

A.10.2.4.8. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny”), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, odbiorca w ORed składa wniosek do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed, o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2., odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo PGE Dystrybucja S.A. upoważniony przez OSDn aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

Operator systemu, który wydał Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu odnośnie odbiorców przyłączonych do jego sieci, ma prawo dokonania aktualizacji Certyfikatu dla ORed. W przypadku aktualizacji dokonanej przez OSDn, operator ten przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do PGE Dystrybucja S.A. celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR.

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

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

A.10.2.4.9. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń,

o których mowa w pkt A.10.2.4.4. i A.10.2.4.6., określa OSP i publikuje na stronie internetowej OSP.

- A.10.2.4.10. PGE Dystrybucja S.A. i OSDn, każdy na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4. i A.10.2.4.6.

A.10.3. Zasady udostępniania danych pomiarowych dla ORed

- A.10.3.1. Udostępnianie OSP danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

- A.10.3.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP.

- A.10.3.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez PGE Dystrybucja S.A. od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP, w wyniku wezwania do redukcji w ramach tej usługi.

PGE Dystrybucja S.A. po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie $d+4$) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni kalendarzowych. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach określonych w pkt A.10.3.8. i A.10.3.9.

PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt A.10.3.5.

- A.10.3.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, PGE Dystrybucja S.A. przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.2., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A.

- A.10.3.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A., zobowiązany jest do przekazywania PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej tworzących ORed, w następującym zakresie:

- 1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt A.10.3.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od PGE Dystrybucja S.A.,
- 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby d), o którym mowa w pkt A.10.3.7., w terminie do doby $d+2$,
- 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt A.10.3.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca $m+1$,

- 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt A.10.3.9., za miesiąc m , w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca $m+2$ lub $m+4$.

OSDn przekazuje PGE Dystrybucja S.A. dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, w formie elektronicznej poprzez wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh. Dodatkowe szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych pomiarowych określa PGE Dystrybucja S.A. zgodnie ze standardami WIRE.

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

- A.10.3.6. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje OSP poprzez system WIRE dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.
- A.10.3.7. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.6., dla doby d są przekazywane przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP w trybie wstępnym od doby $d+1$ do doby $d+4$.
- A.10.3.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m , PGE Dystrybucja S.A. dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A. i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym $m+1$. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do PGE Dystrybucja S.A. zgodnie z pkt A.10.3.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+1$.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca $m+1$ poprzez wysłanie zapytania do PGE Dystrybucja S.A. o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez PGE Dystrybucja S.A. w trybie podstawowym $m+1$, do rozliczeń przyjmuje się dane, o których mowa w pkt A.10.3.7.

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

- A.10.3.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP danych pomiarowych.
- Okresem korygowania jest miesiąc $m+2$ i $m+4$ (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$ poprzez wysłanie do PGE Dystrybucja S.A. zapytania o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie PGE Dystrybucja S.A. przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

- A.10.3.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę IRP wyłącznie przez OSP.

83. Dodaje się rozdział A.11. i nadano mu następujące brzmienie:

A.11. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUG BILANSUJĄCYCH

A.11.1. Wymagania ogólne

- A.11.1.1. DUB może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową, na mocy której, z wykorzystaniem zasobu albo zasobów:

- 1) których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów, lub
- 2) w odniesieniu do których został umocowany przez ich właścicieli do korzystania i rozporządzania w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących

świadczy usługi bilansujące oraz podlega rozliczeniom w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.

- A.11.1.2. Świadczenie przez DUB usług bilansujących na rzecz OSP, z wykorzystaniem zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn odbywa się zgodnie z WDB oraz IRiESD.

Warunkiem świadczenia tych usług jest zawarcie przez DUB z PGE Dystrybucja S.A. umowy, o której mowa w pkt A.4.3.12.

- A.11.1.3. DUB może świadczyć usługi bilansujące po utworzeniu JG oraz po ukończeniu procesu kwalifikacji wstępnej zgodnie z WDB. Proces kwalifikacji wstępnej prowadzi OSP na wniosek URD będącego właścicielem zasobu albo podmiotu umocowanego przez właściciela zasobu do korzystania i rozporządzania zasobem w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem tego zasobu.

- A.11.1.4. Dla potrzeb świadczenia usług bilansujących przyporządkowanie do JG zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn jest realizowane:

- 1) w przypadku zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB – poprzez przyporządkowanie $FZMB$ reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu, do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB,
- 2) w pozostałych przypadkach – poprzez wprowadzenie odpowiednich typów $AFDMB$, o których mowa w pkt A.3.4., reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu oraz ich przyporządkowanie do określonej JG, bez

zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB,

przy czym każde PPE lub zbiór PPE definiujący pojedynczy zasób może być przyporządkowany tylko do jednej JG.

A.11.1.5. PGE Dystrybucja S.A.:

- 1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., przyporządkowanie tego zasobu do węzła sieci o napięciu znamionowym 110 kV albo węzła łączącego sieć SN z siecią o napięciu znamionowym 110 kV, w podziale na szyny po stronie SN, na potrzeby świadczenia usług bilansujących,
- 2) współpracuje z OSP w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- 3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do JB i JG zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., w szczególności w zakresie danych pomiarowych.

A.11.2. Zasady kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących

A.11.2.1. Proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących prowadzony jest przez OSP w trybie określonym w WDB.

PGE Dystrybucja S.A. uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

Dokumenty i informacje przekazywane pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w procesie kwalifikacji, w tym pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSDn, powinny być przekazywane w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

A.11.2.2. OSP po otrzymaniu wniosku dotyczącego przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących w terminach określonych w WDB, dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie wynikającym z Załącznika nr 2 do WDB.

A.11.2.3. W przypadku zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub do sieci dystrybucyjnej OSDn połączonej z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A., OSP w ramach weryfikacji, o której mowa w pkt A.11.2.2, przesyła wniosek dotyczący przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących do PGE Dystrybucja S.A., w celu weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez dany zasób lub grupę zasobów.

A.11.2.4. PGE Dystrybucja S.A., we współpracy z OSDn, w terminie 4 tygodni od otrzymania od OSP wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3., dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie:

- 1) wielkości mocy wskazanych usług bilansujących, z prawem do ograniczenia wielkości mocy tych usług lub wyłączenia możliwości ich świadczenia przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej ze względów technicznych, uwzględniając położenie geograficzne zasobów,

- 2) wskazanych koncesji lub wpisów do rejestru, jeżeli działalność gospodarcza dotycząca zasobu wskazanego we wniosku wymaga, zgodnie z Ustawą, koncesji albo wpisu do rejestru,
- 3) zapewnienia zgodności układów pomiarowo-rozliczeniowych z wymaganiami technicznymi określonymi w IRiESD, w szczególności z uwzględnieniem, że układ ten:
 - a) jest wyposażony w LZO, rejestrujący dane pomiarowe w okresach zgodnych z OREB,
 - b) umożliwia pozyskanie danych pomiarowych w trybie dobowym do systemu zdalnego odczytu OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony,
- 4) weryfikacji zgodności wskazanego we wniosku kodu zasobu z kodem nadanym w procesie zgłaszania danych rejestracyjnych zasobu w bazie danych OSP; w przypadku gdy nie dokonano zgłoszenia zasobu do bazy danych OSP, OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony, ma obowiązek rozpocząć proces rejestracji tego zasobu,
- 5) weryfikacji proponowanego składu JG w odniesieniu do miejsca przyłączenia poszczególnych zasobów mających tworzyć JG w zakresie spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci.

OSDn dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie wskazanym powyżej, w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

PGE Dystrybucja S.A. może wystąpić z wnioskiem do OSP o wydłużenie czasu weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3.

A.11.2.5. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do OSP oraz OSDn wynik weryfikacji.

W wyniku weryfikacji PGE Dystrybucja S.A. wskazuje, uwzględniając postanowienia art. 182 ust. 4 SO GL, wielkości mocy, które mogą być kwalifikowane do świadczenia usług bilansujących ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej, oraz wskazuje kody węzłów odwzorowania zasobu lub grupy zasobów w poszczególnych węzłach sieci dystrybucyjnej. Wielkości mocy przekazane przez PGE Dystrybucja S.A., o których mowa w zdaniu poprzednim, mogą być niższe od wnioskowanych wielkości mocy kwalifikowanych lub możliwość świadczenia danej usługi bilansującej może zostać wyłączona. W takich przypadkach PGE Dystrybucja S.A. przekazuje analizę uzasadniającą wynik weryfikacji.

A.11.2.6. Po zakończeniu przez OSP weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3., OSP przesyła PGE Dystrybucja S.A. dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.11.2.7. OSP realizuje proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących zgodnie z WDB. W ramach realizacji procesu OSP przesyła PGE Dystrybucja S.A. dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.11.3. Zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb usług bilansujących

A.11.3.1. Przekazywanie OSP danych pomiarowych dla zasobów URD lub grupy zasobów URD realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

- A.11.3.2. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje OSP dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, poprzez system WIRE na zasadach i w terminach określonych w WDB oraz w umowie przesyłowej. Dane te są przekazywane w odniesieniu do zasobów URD uczestniczących w świadczeniu usług bilansujących.
- A.11.3.3. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP danych pomiarowych zgodnie z WDB.
- A.11.3.4. Dane pomiarowe dotyczące zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn są udostępniane DUB wyłącznie przez OSP.
- A.11.3.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią PGE Dystrybucja S.A., zobowiązany jest do przekazywania PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych, zgodnie z OREB, dotyczących zasobów przyłączonych do jego sieci tworzących JG, w zakresie i w terminach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.
- OSDn przekazuje PGE Dystrybucja S.A. dane pomiarowe, dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, na wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) z dokładnością do 0,001 MWh.
- Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej lub serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

84. Zmieniono treść pkt C.1.1. i nadano mu następujące brzmienie:

- C.1.1. PGE Dystrybucja S.A. na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania OP w rozumieniu WDB, w zakresie FRP i FMB przypisanych do MB, które składają się na JBoS będącą w posiadaniu PGE Dystrybucja S.A. jako POB_{OSD}. PGE Dystrybucja S.A. może zlecić realizację funkcji OP, w całości bądź w części, innemu podmiotowi.

85. Zmieniono treść pkt C.1.11. i nadano mu następujące brzmienie:

- C.1.11. Na potrzeby rozliczeń RB, PGE Dystrybucja S.A. wyznacza i udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, dla:
- 1) OSP jako zagregowane MB RB, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w WDB,
 - 2) POB_Z jako zagregowane MB RB i MDD bilansowanych sprzedawców oraz dane bilansowanych URD_w i URD_{ME},
 - 3) sprzedawców jako zagregowane MDD,
- zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom

86. Zmieniono treść pkt C.1.12. ppkt a) drugi tiret i nadano mu następujące brzmienie:

- za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane pomiarowe URD, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, po ich uzyskaniu przez PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z pkt. C.1.3.a),

87. W pkt C.2. zastąpiono skrót „JGBI” na „JBos”

88. Zmieniono treść pkt F.4. lit. g) i nadano jej następujące brzmienie:

g) zasadach ustanawiania i zmiany POB_Z,

89. Zmieniono treść rozdziału E i nadano mu następujące brzmienie:

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

E.1. Procedura ustanawiania i zmiany POB_Z przebiega zgodnie z zapisami IRiESD oraz WDB.

POB_Z jest ustanawiany przez:

- 1) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD_O przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- 2) URD_W przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- 3) URD_{ME} przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

W przypadku URD_O, POB_Z jest wskazywany przez sprzedawcę, który zawarł z tym URD_O umowę sprzedaży albo umowę kompleksową.

E.2. Proces ustanawiania i zmiany POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, jest realizowany według następującej procedury:

- 1) sprzedawca, URD_W, URD_{ME} lub nowy POB_Z powiadamia PGE Dystrybucja S.A., na formularzu zgodnym z wzorem zamieszczonym na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A., o ustanowieniu lub zmianie POB_Z; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB_Z jak i sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME},
- 2) PGE Dystrybucja S.A. dokonuje weryfikacji poprawności otrzymanego powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych od jego otrzymania, pod względem poprawności i zgodności z IRiESD oraz zawartymi umowami dystrybucji,
- 3) PGE Dystrybucja S.A., w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB_Z o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB_Z,
 - b) niezwłocznie informuje sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} oraz nowego POB_Z o dacie, w której następuje ustanowienie lub zmiana POB_Z,
 - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URD_O posiadających umowę sprzedaży albo umowę kompleksową ze Sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_W oraz URD_{ME} do MB nowego POB,
- 4) PGE Dystrybucja S.A., w przypadku negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w ppkt 1), informuje niezwłocznie nowego POB_Z oraz Sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} o przyczynach negatywnej weryfikacji.

Powiadomienie, o którym mowa w ppkt 1) powinno być wysłane w formie elektronicznej na dedykowany adres poczty elektronicznej PGE Dystrybucja S.A. lub poprzez stronę internetową lub zrealizowane poprzez dedykowany system informatyczny PGE Dystrybucja S.A., o ile system ten umożliwia dokonywanie

takich powiadomień. PGE Dystrybucja S.A. dopuszcza przekazanie powiadomienia w postaci papierowej.

- E.3. Ustanowienie lub zmiana POB_Z następuje nie wcześniej niż po 5 dniach roboczych od daty pozytywnej weryfikacji powiadomienia określonego w pkt E.2., z zastrzeżeniem pkt E.5.

Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB_Z na RB, jeżeli sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} przekaże PGE Dystrybucja S.A. powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. ppkt 1) przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na RB przez dotychczasowego POB_Z.

W takim przypadku zmiana POB_Z następuje po dokonaniu przez PGE Dystrybucja S.A. pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

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

- 1) każdy PPE danego URD_O powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD,
- 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB_O,
- 3) URD_W mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W,
- 4) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_O,
- 5) URD_{ME} mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W.

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

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

- E.7. Jeżeli URD_W lub URD_{ME} utraci wskazany przez siebie POB_Z, wówczas URD_W lub URD_{ME}, w porozumieniu z PGE Dystrybucja S.A., winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., a PGE Dystrybucja S.A. ma prawo do wyłączenia tego URD_W lub URD_{ME}, bez ponoszenia przez PGE Dystrybucja S.A. odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie dystrybucji zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a URD_W lub URD_{ME}.

- E.8. PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie po uzyskaniu od OSP informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na RB przez POB_Z powiadamia sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, którzy wskazali tego POB_Z, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB_Z. W takim przypadku sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do zmiany POB_Z. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB_Z, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału.
- E.9. POB_Z, który prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania PGE Dystrybucja S.A. oraz wyżej wymienionego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}, który go wskazał, o zawieszeniu lub zaprzestaniu niezależnie od przyczyny działalności na RB.
- E.10. Powiadomienie PGE Dystrybucja S.A. o zakończeniu prowadzenia przez POB_Z bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} albo o rozwiązaniu umowy o świadczenie usług bilansowania handlowego zawartej pomiędzy POB_Z a sprzedawcą albo pomiędzy POB_Z a URD_W albo między POB_Z a URD_{ME} powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez ww. podmioty, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed zakończeniem przez POB_Z bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}.

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

90. Dodano nowy pkt G.5. i nadano mu następujące brzmienie:

- G.5. W przypadku gdy okres rozliczenia niezbilansowania na Rynku Bilansującym jest krótszy niż jedna godzina, ustalenie ilości energii elektrycznej dla danego okresu rozliczania niezbilansowania dokonuje się dzieląc godzinową ilość energii elektrycznej po równo na zawierające się w tym okresie okresy rozliczania niezbilansowania.

91. Zmieniono treść pkt H.4. i nadano mu następujące brzmienie:

- H.4. PGE Dystrybucja S.A. samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa w pkt A.1.1.:
- 1) przyjmowanie od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci;
 - 2) udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci;
 - 3) powiadamianie, z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:

- a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
 - c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli URD udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach,
- 4) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:
- a) tygodniowym wyprzedzeniem – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci,
- 5) kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 6) przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez PGE Dystrybucja S.A. dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt II 3.2.3.,
- 7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z Taryfy PGE Dystrybucja S.A.,
- 8) przyjmowanie od Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, a także rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, o ile prosument ten posiada zawartą umowę dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A.,
- 9) niezwłoczne przekazywanie URD protokołów z czynności określonych w ppkt 5) lub protokół z wykonania pomiarów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w pkt H.5. ppkt 5).

92. Zmieniono treść pkt H.5. ppkt 5) i nadano mu następujące brzmienie:

- 5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do PGE Dystrybucja S.A. przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych.

PGE Dystrybucja S.A. dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów, a w przypadku URD w gospodarstwach domowych, niezwłocznie, jednak nie później niż w terminie 10 dni kalendarzowych od zakończenia pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonymi w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD na zasadach określonych w Taryfie PGE Dystrybucja S.A.,

93. Dodano lit. d) w pkt I.4. i nadano mu następujące brzmienie:

- d) maksymalne możliwe do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów,

94. W „SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI” w pkt I. „OZNACZENIA SKRÓTÓW” usuwa się oznaczenia skrótów: FPP , MB_{AFW} , MB_{APV} , MB , F_{MDD} , p_{MDD} , URB_{BIL} , URB_{GE} , URB_{PO} , URB_O , URB_W .

95. W „SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI” w pkt I. „OZNACZENIA SKRÓTÓW” dodano nowe skróty o następującym brzmieniu:

DUB	Dostawca usług bilansujących
FRP	Fizyczny rejestr pomiarowy
JB	Jednostka bilansowa
JBos	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa
AFD_{MB}	F_{MB} , w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
FD_{MB}	F_{MB} , w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
FZ_{MB}	F_{MB} , w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB
MB_{AH}	AFD_{MB} , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej
MB_{AI}	AFD_{MB} , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii moduły wytwarzania energii, inne niż 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

MB_{AZ}	AFD MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe lub farmy fotowoltaiczne lub moduły wytwarzania energii będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB_O	FD MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD _O , reprezentujących odbiory energii elektrycznej
MB_{OSD}	FD MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POB _{OSD} , reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. oraz sąsiednich OSDp, na napięciu niższym niż 110 kV
MB_w	FD MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD _w lub URD _{ME} , reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
OP	Operator pomiarów
OREB	Okres rozliczania energii bilansującej
ORN	Okres rozliczania niezbilansowania
POB_{OSD}	POB będący OSDp
POB_Z	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POB_{ZSU}	POB _Z ustanowiony przez sprzedawcę z urzędu na terenie danego OSD

96. W „SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI” w pkt I. „OZNACZENIA SKRÓTÓW” zmieniono skróty i nadano im następujące brzmienie:

fMB	Fizyczne MB
wMB	Ponadsieciowe (wirtualne) MB
MB_{AM}	AFD MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej albo magazyn energii elektrycznej
MB_{AO}	AFD MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory
MB_{AW}	AFD MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii cieplne
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P _{st} , występujących w okresie 2 godz., zgodnie ze wzorem:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$

gdzie: i – sekwencję wartości P_{st}

P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 min
-----------------------	--

POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odłączanie
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (u_h)^2}$$

gdzie:

THD – współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego,
 u_h – wartość względną napięcia w procentach składowej podstawowej,
 h – rząd wyższej harmonicznej.

97. W „SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI” w pkt II. „Pojęcia i definicje” usuwa się definicje: „Awaria sieciowa”, „Awaria w systemie”, „Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)”, „Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)”, „Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)”, „Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)”, „Obszar Rynku Bilansującego”, „Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)”, „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana”, „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana”

98. W „SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI” w pkt II. „Pojęcia i definicje” zmieniono definicje i nadano im następujące brzmienie:

Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, w tym bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943
Farma fotowoltaiczna	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Farma wiatrowa	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób: i. grupa przyłączeniowa I – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, ii. grupa przyłączeniowa II -podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV, iii. grupa przyłączeniowa III – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, ale niższym niż 110 kV,

- iv. grupa przyłączeniowa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW,
- v. grupa przyłączeniowa V – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW,
- vi. grupa przyłączeniowa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci na czas określony, ale nie dłuższy niż rok.

Jednostka grafikowa

Zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej, określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące.

Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana

Moduł wytwarzania energii:

- a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
- b) cieplny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, albo
- c) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b), którym OSP dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i OSD, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony,

o ile nie został objęty zmianą statusu JWCD zgodnie z § 14 rozporządzenia systemowego.

Miejsce dostarczania

Miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będące jednocześnie miejscem jej odbioru.

Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)

Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem RB, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POBZ a URD.

Moc przyłączeniowa

Moc czynna planowana do pobierania z sieci lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.

Moc umowna

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

- a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie 15-minutowym, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo
- b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone z siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo
- c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Niezbilansowanie

Niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 EB GL.

Ograniczenia sieciowe

Ograniczenia przesyłowe, o których mowa w art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943.

Operator pomiarów

Podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie przekazywania i pozyskiwania danych pomiarowych do/od OSP zgodnie z WDB.

Przełącznik SCO

Wyodrębniony przełącznik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której jest generowany sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników.

Przylącze

Odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Rynek bilansujący

Rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 EB GL

Usługi systemowe

Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności

	jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
Zasilenie inicjalne	Przekazanie przez OSD do OSP danych pomiarowych dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, po otrzymaniu z OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP.

99. W „SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI” w pkt II. „Pojęcia i definicje” dodano nowe definicje o następującym brzmieniu:

Awaria techniczna	Gwałtowne, nieprzewidziane uszkodzenie lub zniszczenie obiektu budowlanego, urządzenia technicznego lub systemu urządzeń technicznych powodujące przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości. Awarię techniczną mogą wywołać również zdarzenia w cyberprzestrzeni, w rozumieniu ustawy o stanie klęski żywiołowej, oraz działania o charakterze terrorystycznym.
Bilansowanie handlowe	Zgłaszanie OSP przez POB do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie rozliczania niebilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 EB GL dla każdego okresu rozliczania niebilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL.
Dostawca usług bilansujących	Dostawca usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 EB GL.
Dni robocze	Dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.
Energia bilansująca	Energia bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 4 EB GL.
Fizyczny rejestr pomiarowy	Rejestr w LZO lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w PP.
Instalacja odbiorcza	Instalacja odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 1 NC DC.
Jednostka bilansowa	Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niebilansowania.
Jednostka odbiorcza	Jednostka odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 4 NC DC.
Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana	Moduł wytwarzania energii o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV niebędący jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem RB reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy URB a RB.

Moc bilansująca	Moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 EB GL.
Moduł parku energii	Moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 NC RfG.
Moduł wytwarzania energii	Moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 NC RfG.
Obszar RB	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w KSE, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami biorącymi udział w RB.
Okres rozliczania niebilansowania	Okres rozliczania niebilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL określony w WDB.
Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie	Podmiot w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943 uczestniczący w RB na podstawie umowy przesyłowej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSDp	OSDp który działając jako przedsiębiorstwo bilansujące: a) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią, oraz b) może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSDp związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów	Podmiot odpowiedzialny za niebilansowanie zasobów: a) których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów, lub b) w odniesieniu do których został wskazany jako odpowiedzialny za ich niebilansowanie przez właścicieli albo sprzedawców energii elektrycznej w przypadku zasobów odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
Przerwa planowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa nieplanowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

Rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej	Miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii powiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana za pomocą układu pomiarowo-rozliczeniowego, będące jednocześnie rzeczywistym miejscem odbioru tej energii.
Stan odbudowy systemu	Stan odbudowy systemu, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 38 SO GL.
Stan zagrożenia	Stan zagrożenia, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 37 SO GL.
Stan zaniku zasilania	Stan zaniku zasilania, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 22 SO GL.
Sterowany odbiór	Instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza posiadające zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację lub tę jednostkę.
Umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 2 Ustawy.
Umowa przesyłowa	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP.
Usługa IRP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP w postaci usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.
Usługi bilansujące	Usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 EB GL.
Zakład wytwarzania energii	Zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 NC RfG.
Zasób	Moduł wytwarzania energii, w tym instalację odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 3 pkt 20h Ustawy, magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k Ustawy, instalację odbiorczą lub jednostkę odbiorczą, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej.

100. W Załączniku nr 1 usuwa się pkt 11.1.5.

101. W Załączniku nr 1 usuwa się pkt 11.2.2., a istniejący pkt 11.2.3. zmienia numerację na 11.2.2.