

ENEA Operator Sp. z o.o.
ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań



KARTA AKTUALIZACJI NR 17/2020
Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci
Dystrybucyjnej

Data wejścia w życie:

Niniejsza Karta aktualizacji nr 17/2020 zmienia postanowienia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – wersja 2.3. („IRiESD”), która została zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją nr DRR-4321-60(5)/2013/KSm z dnia 16 grudnia 2013 r. wraz z późn. zm.

WERSJA 1.1.

Karta aktualizacji nr 17/2020

Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

1. Planowana data wejścia w życie aktualizacji: 14 dni od opublikowania w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającej Kartę aktualizacji nr 17/2020.

2. Przedmiot i przyczyna aktualizacji IRiESD

Przedstawione w niniejszej Karcie aktualizacji zmiany zapisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej („IRiESD”) obejmują:

1. Dostosowanie IRiESD do zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRiESP”) zatwierdzonych decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) z dnia 18 lutego 2020 r., znak: DRR.WRE.4320.8.2019.PSt. Zmiany IRiESP zostały wprowadzone Kartą aktualizacji nr CO/3/2019 IRiESP – Część ogólna, Kartą aktualizacji nr CK/8/2019 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci oraz Kartą aktualizacji nr CB/25/2019 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Zmiany IRiESD wynikające z ww. zmian IRiESP dotyczą w szczególności:

- 1) uzupełnienia listy aktów prawnych, których wymagania spełnia IRiESD, o odwołania do Kodeksów sieci, tj. rozporządzeń, wydanych na podstawie art. 6 lub art. 18 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 15, z późn. zm.);
 - 2) przywołania w IRiESD metod, warunków, wymogów i zasad („TCM”, *ang.* „*terms, conditions and methodologies*”) przyjętych na podstawie Kodeksów sieci.
2. Dostosowanie IRiESD do zatwierdzonych przez Prezesa URE decyzją z dnia 5 marca 2020 r. znak: DRR.WRE.744.35.2019.PSt „Warunków dotyczących bilansowania. Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania” (dalej „Warunki dotyczące bilansowania” lub „WDB”). Warunki dotyczące bilansowania zostały opracowane przez PSE S.A. i wchodzi w życie z dniem 7 kwietnia 2020 r. WDB w znacznej części zastępują postanowienia IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
3. Wprowadzenie do IRiESD zapisów w zakresie pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji. Wprowadzone postanowienia wynikają z art. 9c ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne oraz art. 12 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
4. Dokonanie zmian IRiESD w zakresie zapisów odnoszących się do prosumenta energii odnawialnej. Zmiany wynikają ze zmiany ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii („ustawa OZE”) wprowadzonej ustawą z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.

5. Dokonanie zmian IRiESD w zakresie udzielania bonifikat. Zmiany wynikają z rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2019 r., poz. 503).
6. Aktualizację publikatorów aktów prawnych wyszczególnionych w IRiESD. Zmiany wynikają z przyjęcia tekstów jednolitych aktów prawnych bądź ich nowelizacji.
7. Aktualizację IRiESD w zakresie wymagań dla układów pomiarowo-rozliczeniowych. Proponowane zmiany w treści IRiESD w tym zakresie są następstwem rozwoju technik pomiarowych i technologii produkcji urządzeń pomiarowych oraz wdrożeniem ich do masowej produkcji. Dostępność urządzeń pomiarowych oraz ich rynkowa cena w chwili obecnej praktycznie nie zależy od klasy dokładności, a ich zainstalowanie przełoży się na zwiększenie jakości pomiarów. Działanie takie przyczyni się zatem do poprawy jakości pomiarów bez podnoszenia dodatkowych kosztów, a nawet z obniżeniem kosztów ich dostaw. Dodatkowym czynnikiem wpływającym na obniżenie kosztów zakupu i eksploatacji jest jak największa unifikacja (standaryzacja) rozwiązań. Obniżenie kosztów eksploatacji oraz ponoszenie mniejszych nakładów na dostawy urządzeń oraz zwiększenie jakości pomiarów, które w dłuższej perspektywie wpłynie na poziom różnicy bilansowej to działania zmierzające wprost do poprawy efektywności działania OSD.
8. Dokonanie zmian IRiESD w zakresie zapisów odnoszących się do zasad przyłączenia do sieci, tj.:
 - 1) usunięcie tych zapisów IRiESD, które nie wynikają z powszechnie obowiązującego prawa oraz tych obowiązków, które z uwagi na aktualizację aktów prawnych ulegają częstym zmianom, a które są zawarte w stosownych aktach prawnych (np. terminy wydawania warunków przyłączenia);
 - 2) wprowadzenie zapisów prowadzących do równoprawnego traktowania wszystkich podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł energii elektrycznej, poprzez dokonywanie oceny istnienia warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia na moment złożenia do odpowiedniego operatora wniosku o określenie warunków przyłączenia dla źródła i spełnienia wszystkich wymagań formalnych nałożonych w procesie przyłączenia na planowane źródła energii elektrycznej, a nie w procesie określania warunków połączenia sieci OSDn z siecią Enea Operator Sp. z o.o. Powyższe zmiany IRiESD wynikają z tego, w ostatnim okresie zaobserwowano bardzo znaczącą tendencję wzrostową składania przez inwestorów wniosków o określenie warunków przyłączenia dla instalacji fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej zbliżonej, lecz nie przekraczającej 1 MW. Takie zachowanie inwestorów wynika z art. 77 ust. 5 pkt. 21) ustawy OZE oraz z rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 maja 2019 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2019 r. Art. 77 ustawy OZE określa tzw. „koszyki aukcyjne”, i tak ust. 5 pkt. 21) wskazuje, iż cenę referencyjną minister właściwy do spraw energii określa dla instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej. Opisane okoliczności powodują, iż inwestorzy choć na jednej lub sąsiadujących ze sobą nieruchomościach zamierzają lokalizować instalacje fotowoltaiczne np. o mocy 6 MW wnioskują o przyłączenie 6 obiektów o mocy 1 MW. Takie działania powodują nie tylko zwiększone zaangażowanie pracowników Enea Operator,

ale również wymuszają stosowanie rozwiązań nieuzasadnionych technicznie, gdyż dla jednego obiektu o mocy 6 MW wystarczająca byłaby realizacja jednego przyłącza, a tak konieczne jest wykonanie sześciu odrębnych przyłączy. Zdarza się, że przyłączem jest punkt w sieci dystrybucyjnej (słup rozgałęźny w istniejącej linii, pole w istniejącej stacji transformatorowej, itp.) znajdujący się w pewnej odległości od nieruchomości na których zlokalizowana ma być instalacja OZE. Powyższe powoduje, że potencjalni właściciele instalacji OZE muszą z jednej lub sąsiadujących ze sobą nieruchomości prowadzić kilka własnych instalacji (kilka linii kablowych) do określonych punktów przyłączenia. Z powodu tych okoliczności coraz częściej obserwuje się, że inwestorzy źródeł powołują spółki, które docelowo mają pełnić funkcję operatora systemu dystrybucyjnego. Spółki te mają realizować sieć od określonego punktu przyłączenia w pobliże instalacji OZE, przy czym w tej sytuacji wystarczające jest pobudowanie jednej instalacji (jednej linii kablowej). Dopiero w dalszej kolejności ww. operatorzy będą przyłączać do własnej sieci dystrybucyjnej kilka źródeł energii elektrycznej. Zatem w pierwszym kroku spółki, które przyszłościowo mają pełnić funkcję operatora systemu dystrybucyjnego, występują do ENEA Operator Sp. z o.o. z wnioskami o określenie warunków przyłączenia dla sieci dystrybucyjnej o charakterze odbiorczo-wytwórczym. Zaznaczyć należy, iż w takich przypadkach podmioty te nie muszą spełniać wymogów nałożonych ściśle na podmioty ubiegające się o przyłączenie źródeł, w tym w szczególności do wniosku nie muszą dołączyć wypisu i wrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu – decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, a także nie są zobowiązane do wniesienia zaliczki tytułem opłaty za przyłączenie w wysokości 30 zł za każdy kW wnioskowanej mocy przyłączeniowej. Praktycznie jedynym formalnym wymogiem jest posiadanie tytułu prawnego do nieruchomości, na której planowana jest budowa sieci lub jej części. Jak wskazano powyżej wydanie takich warunków dla przyszłego operatora systemu dystrybucyjnego, z uwagi na bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej blokuje dalsze możliwości przyłączenia instalacji OZE na danym obszarze przez kolejnych inwestorów nie będących inicjatorami powołania takiego operatora. Tak więc kolejni inwestorzy pomimo spełnienia wymogów formalnych, w tym posiadający decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowaniu terenu oraz wnoszący wymaganą zaliczkę, mogą otrzymać odmowę wydania warunków przyłączenia do sieci instalacji OZE.

9. Doprecyzowanie oraz dostosowanie IRiESD do regulacji prawnych w zakresie wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączonych i przyłączanych do sieci dystrybucyjnej (Załącznik nr 1 do IRiESD). Proponowane zapisy IRiESD mają na celu zebranie w jednym dokumencie wymagań komunikacyjnych dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji, wynikających z różnych regulacji prawnych, a mianowicie:
 - 1) Kodeksu sieci dotyczącego wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci („NC RfG”) – wymóg przyjęcia polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej dla modułów wytwarzania energii typu A;
 - 2) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – wymóg przyjęcia polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej dla mikroinstalacji o mocy

zainstalowanej powyżej 10 kW.

Ponadto proponowane zapisy ujednolicają standard portu oraz protokołu komunikacyjnego zarówno dla spełnienia wymogów zaprzestania, jak i ograniczenia generacji mocy czynnej.

3. Zakres zmian IRiESD

L.p.	Rozdział IRiESD	Zapisy podlegające zmianie
1.	Rozdział I IRiESD „Korzystanie z systemu elektroenergetycznego”	Zmienia się pkt. I.1.1., pkt. I.1.4., pkt. I.1.5., pkt. I.4.1. i pkt. I.4.4. lit. i)
2.	Rozdział I IRiESD „Korzystanie z systemu elektroenergetycznego”	Dodaje się pkt. I.1.27.
3.	Rozdział II IRiESD „Przyłączanie oraz planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej ENEA Operator”	Skreśla się z pkt. II.1.2. ppkt. 4), pkt. II.1.10. i pkt. II.1.12.
4.	Rozdział II IRiESD „Przyłączanie oraz planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej ENEA Operator”	Zmienia się pkt. II.1.1., pkt. II.1.14., II.1.15., pkt. II.1.16., pkt. II.1.17., pkt. II.1.19., pkt. II.1.20., pkt. II.1.23. ppkt. 2), pkt. II.1.24., pkt. II.1.25., pkt. II.1.29., pkt. II.2.1., pkt. II.2.2., pkt. II.3.1.7., pkt. II.4.7.1.2., pkt. II.4.7.1.4., pkt. II.4.7.1.9. lit. a) i b), pkt. II.4.7.1.13., pkt. II.4.7.1.14., pkt. II.4.7.2.1. lit. a), pkt. II.4.7.2.2. lit. a) i b), pkt. II.4.7.2.3. lit. a) i b), pkt. II.4.7.2.5., pkt. II.4.7.3.1. – pkt. II.4.7.3.5. i pkt. II.4.7.4.2.
5.	Rozdział II IRiESD „Przyłączanie oraz planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej ENEA Operator”	Dodaje się pkt. II.4.7.1.33.
6.	Rozdział VIII IRiESD „Parametry jakościowe energii elektrycznej, wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu”	Zmienia się pkt. VIII.4.1. ppkt. 10).
7.	Rozdział A IRiESD-Bilansowanie „Postanowienia wstępne”	Zmienia się pkt. A.1.1., pkt. A.1.3., pkt. A.2.3., pkt. A.3.1., pkt. A.4.3.5., pkt. A.4.3.6., pkt. A.4.3.7., pkt. A.5.1. i pkt. A.6.4.
8.	Rozdział A IRiESD-Bilansowanie „Postanowienia wstępne”	Skreśla się z pkt. A.4.3.1. lit. e).
9.	Rozdział C IRiESD-Bilansowanie „Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych”	Zmienia się pkt. C.1.1., pkt. C.1.11., pkt. C.1.12., pkt. C.1.13. lit. a) ppkt. (iii), pkt. C.1.17., pkt. C.2.6., pkt. C.2.8. i pkt. C.2.9.
10.	Rozdział D IRiESD-Bilansowanie „Procedura zmiany sprzedawcy oraz	Zmienia się pkt. D.1.1.

L.p.	Rozdział IRiESD	Zapisy podlegające zmianie
	zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców”	
11.	Rozdział E IRiESD-Bilansowanie „Zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego”	Zmienia się pkt. pkt. E.1. i pkt. E.5.
12.	Rozdział G IRiESD-Bilansowanie „Zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia”	Zmienia się pkt. G.3.
13.	Rozdział H IRiESD-Bilansowanie „Postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne”	Zmienia się pkt. H.5. ppkt. 6).
14.	Rozdział H IRiESD-Bilansowanie „Postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne”	Dodaje się w pkt. H.5. ppkt. 6a) i 6b)
15.	IRiESD – Słownik skrótów i definicji „Oznaczeniach skrótów”	Dodaje się nowe skróty: „Prosument” „WDB”
16.	IRiESD – Słownik skrótów i definicji „Oznaczeniach skrótów”	Usuwa się skrót: „IRiESP-Bilansowanie”
17.	IRiESD – Słownik skrótów i definicji ii. Pojęcia i definicje	Zmienia się definicje: „Prosumenta” „Uczestnika Rynku Bilansującego”
18.	IRiESD – Słownik skrótów i definicji ii. Pojęcia i definicje	Dodaje się definicję: „Warunki dotyczące bilansowania”
19.	Załącznik nr 1 do IRiESD – „Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączonych i przyłączanych do sieci dystrybucyjnej”	Zmienia się pkt. 1.5., pkt. 9.1.2.1., pkt. 9.1.2.2. i pkt. 9.3.

4. Nowe brzmienie zapisów IRiESD

1) Zmienia się pkt. I.1.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

I.1.1. ENEA Operator Sp. z o.o. (zwana dalej „ENEA Operator”) jako operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej „IRiESD”) na podstawie przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2019 r., poz. 755 z późniejszymi zmianami), zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne”.

2) Zmienia się pkt. I.1.4., który przyjmuje następujące brzmienie:

I.1.4. IRiESD spełnia w szczególności wymagania:

- 1) ustawy Prawo energetyczne oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
- 2) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz.U. z 2020 r., poz. 261 z późniejszymi zmianami),

- 3) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2019 r., poz. 1186 z późniejszymi zmianami),
 - 4) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz.U. z 2019 r., poz. 1040 z późniejszymi zmianami),
 - 5) koncesji ENEA Operator na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) decyzją nr DEE/50/13854/W/2/2007/PKo z dnia 28 czerwca 2007 r. wraz z późniejszymi zmianami, na okres do dnia 1 lipca 2030 r.,
 - 6) decyzji Prezesa URE nr DPE-47-47(7)/13854/2007/PKo z dnia 30 czerwca 2007 r. wraz z późniejszymi zmianami, o wyznaczeniu ENEA Operator operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego („OSD”),
 - 7) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (zwanego dalej: „OSP”) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP”), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE i opublikowanej w Biuletynie URE,
 - 8) taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej ENEA Operator, zwanej dalej „Taryfą”,
 - 9) zawarte w:
 - a) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) – EB GL,
 - b) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.4.2016, str. 1) – NC RfG,
 - c) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223 z 18.8.2016, str. 10) – NC DC,
 - d) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241 z 8.9.2016, str. 1) – NC HVDC,
 - e) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.8.2017, str. 1) – SO GL,
 - f) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017 r.) – NC ER,zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”.
- 3) Zmienia się pkt. I.1.5., który przyjmuje następujące brzmienie:
- I.1.5. Uwzględniając warunki określone w IRiESD, ENEA Operator w celu realizacji ustawowych zadań przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów

i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, a także dokumenty opracowane na podstawie Kodeksów sieci.

4) Dodaje się pkt. I.1.27. o następującym brzmieniu:

I.1.27. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym regulowanym metodami, warunkami, wymogami i zasadami przyjętymi na podstawie Kodeksów sieci (dalej „TCM”; ang. „terms, conditions and methodologies”), stąd:

- 1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, ENEA Operator podejmie działania mające na celu wyeliminowania tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRiESD,
- 2) w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESD, odstępstwa od stosowania przepisów Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.

5) Zmienia się pkt. I.4.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

I.4.1. ENEA Operator świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu, z uwzględnieniem wynikającego z norm prawnych obowiązku zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE.

6) Zmienia się pkt. I.4.4. lit. i), który przyjmuje następujące brzmienie:

I.4.4. i) udziela bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w Taryfie lub w umowie.

7) Zmienia się pkt. II.1.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez ENEA Operator albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w pkt. II.1.18.

8) Skreśla się ppkt. 4) w pkt. II.1.2. i jednocześnie zmienia się odpowiednio numerację istniejących ppkt. od 5) do 13) na ppkt. od 4) do 12).

9) Skreśla się pkt. II.1.10. i jednocześnie zmienia się numerację istniejącego pkt. II.1.11. na pkt. II.1.10.

10) Skreśla się pkt. II.1.12. i jednocześnie zmienia się odpowiednio numerację istniejących pkt. od II.1.13. do II.1.36. na pkt. od II.1.11 do II.1.34.

11) Zmienia się pkt. II.1.14. (po zmianie numeracji pkt. II.1.12.), który przyjmuje następujące brzmienie:

II.1.12. ENEA Operator wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialna za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.11.

12) Zmienia się pkt. II.1.15. (po zmianie numeracji pkt. II.1.13.), który przyjmuje następujące brzmienie:

II.1.13. Warunki przyłączenia dla urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej, połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV, wymagają uzgodnienia z OSP.

Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych których sieci nie posiadają połączenia z sieciami przesyłowymi (zwanymi dalej „OSDn”), przed określeniem warunków przyłączenia dla:

- 1) podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej,
- 2) źródeł energii elektrycznej niezależnie od kwalifikacji do grupy przyłączeniowej uzgadniają je z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci są przyłączeni.

Jeżeli warunki przyłączenia określane przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem oraz OSDn, wymagają zgodnie z ww. postanowieniami uzgodnienia z OSP, uzgodnień dokonuje OSD.

13) Zmienia się pkt. II.1.16. (po zmianie numeracji pkt. II.1.14.), który przyjmuje następujące brzmienie:

II.1.14. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.13. obejmuje:

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

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

14) Zmienia się pkt. II.1.17. (po zmianie numeracji pkt. II.1.15.), który przyjmuje następujące brzmienie:

II.1.15. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.13. w zakresie uzgodnień z OSP, jest realizowane po przekazaniu przez Enea Operator do operatora systemu przesyłowego, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

- 1) kopią wniosku podmiotu do Enea Operator o określenie warunków przyłączenia,
- 2) ekspertyzą wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE.

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych.

Kopię wystąpienia, Enea Operator przesyła również spółce obszarowej OSP, właściwej ze względu na miejsce przyłączenia oraz dodatkowo za pośrednictwem poczty elektronicznej na adres wskazany przez OSP.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

Dla uzgodnienia, o którym mowa w pkt. II.1.13., dokonywanego pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym posiadającym koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem lub OSDn a OSD, w zakresie przyłączenia źródeł energii, przekazanie projektu warunków przyłączenia stanowi potwierdzenie złożenia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie 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 Prawo energetyczne oraz posiadania dokumentu spełniającego dyspozycję przepisu art. 7 ust. 8d ustawy Prawo energetyczne, w związku z ust. 8d¹ ustawy Prawo energetyczne. Uzgodnienie przez Enea Operator następowo będzie po pozytywnej ocenie istnienia warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia źródła energii elektrycznej przeprowadzonej na moment otrzymania projektu warunków przyłączenia.

15) Zmienia się pkt. II.1.19. (po zmianie numeracji pkt. II.1.17.), który przyjmuje następujące brzmienie:

- II.1.17. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, Enea Operator powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia:
- 1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, Enea Operator wydaje warunki przyłączenia;
 - 2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, Enea Operator odmawia wydania warunków przyłączenia.

16) Zmienia się pkt. II.1.20. (po zmianie numeracji pkt. II.1.18), który przyjmuje następujące brzmienie:

- II.1.18. W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej Enea Operator, jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w Enea Operator, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej Enea Operator odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi Enea Operator. Enea Operator publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej Enea Operator. Zgłoszenie to zawiera w szczególności:
- 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej,
 - 2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a ustawy Prawo energetyczne,
 - 3) rodzaj mikroinstalacji,
 - 4) moc zainstalowaną elektryczną,
 - 5) moc znamionową falownika po stronie AC – w przypadku przyłączenia poprzez falownik,

- 6) dane dotyczące lokalizacji obiektu w którym zainstalowano mikroinstalację,
- 7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,
- 8) oświadczenie osoby dokonującej instalacji mikroinstalacji, o zainstalowaniu mikroinstalacji zgodnie z przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz z IRiESD.

Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. ustawy Prawo energetyczne oraz w IRiESD.

W przypadku złożenia zgłoszenia niekompletnego lub zawierającego błędne dane lub w przypadku, gdy analiza zgłoszenia wykaże, że mikroinstalacja nie spełnia wyżej wskazanych wymagań technicznych i eksploatacyjnych, zgłoszenie nie będzie realizowane, w tym ENEA Operator nie zainstaluje odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W takim przypadku ENEA Operator powiadomi Wnioskodawcę o nie realizowaniu zgłoszenia wraz z uzasadnieniem.

W przypadku złożenia zgłoszenia kompletnego, poprawnego oraz w przypadku, gdy analiza zgłoszenia wykaże, że mikroinstalacja spełnia wyżej wskazane wymagania techniczne i eksploatacyjne, ENEA Operator potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia oraz dokonuje przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.

- 17) Zmienia się pkt. II.1.23. ppkt. 2) (po zmianie numeracji pkt. II.1.21. ppkt. 2)), który przyjmuje następujące brzmienie:
 - II.1.21. 2) przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców – zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców” (Dz.U. z 2019 r., poz. 1292 z późniejszymi zmianami) niebędące prosumentem,
- 18) Zmienia się pkt. II.1.24. (po zmianie numeracji pkt. II.1.22.), który przyjmuje następujące brzmienie:
 - II.1.22. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.21., informuje ENEA Operator o:
 - 1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych,
 - 2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji.
- 19) Zmienia się pkt. II.1.25. (po zmianie numeracji pkt. II.1.23.), który przyjmuje następujące brzmienie:
 - II.1.23. Zapisów pkt. II.1.21. i II.1.22. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, niebędących prosumentami.
- 20) Zmienia się pkt. II.1.29. (po zmianie numeracji pkt. II.1.27.), który przyjmuje następujące brzmienie:
 - II.1.27. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.26., reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.

21) Zmienia się pkt. II.2.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

II.2.1. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych OSD oraz OSD i przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będącego operatorem lub OSDn są regulowane umowami. Wzajemne połączenia sieci dystrybucyjnych w zakresie dotyczącym koordynowanej sieci 110 kV wymagają uzgodnienia z OSP.

22) Zmienia się pkt. II.2.2., który przyjmuje następujące brzmienie:

II.2.2. Umowa, o której mowa w pkt. II.2.1., powinna określać w szczególności:

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

Zawarcie umowy o połączenie pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym posiadającym koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będącym operatorem lub OSDn a OSD nie jest wystarczające i nie uprawnia przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będącego operatorem lub OSDn do przyłączania źródeł energii elektrycznej. Zgodnie z pkt. II.1.13. przed określeniem warunków przyłączenia dla źródła energii przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem lub OSDn zobowiązane jest do dokonywania uzgodnień z Enea Operator projektu warunków przyłączenia dla źródeł planowanych do przyłączenia.

23) Zmienia się pkt. II.3.1.7., który przyjmuje następujące brzmienie:

II.3.1.7. Enea Operator uzgadnia z OSP odłączenie podmiotów, o których mowa w pkt. II.1.13.

24) Zmienia się drugi akapit pkt. II.4.7.1.2., który przyjmuje następujące brzmienie:

II.4.7.1.2. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, wzorcowania, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do ENEA Operator. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium posiadającym akredytację w przedmiotowym zakresie, zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.

25) Zmienia się pkt. II.4.7.1.4. lit. c), która przyjmuje następujące brzmienie:

II.4.7.1.4. c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii (z wyjątkiem nowo przyłączanych), dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez ENEA Operator ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy OZE.

26) Zmienia się ostatni akapit pkt. II.4.7.1.4., który przyjmuje następujące brzmienie:

II.4.7.1.4. Za zgodą ENEA Operator, w uzasadnionych technicznie przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców zakwalifikowanych do III grupy przyłączeniowej o mocy znamionowej transformatora do 400 kVA łącznie. Zgoda ENEA Operator uwarunkowana jest m.in. akceptacją przez odbiorcę doliczania strat energii elektrycznej i mocy, zgodnie z zapisami umowy zawartej z tym odbiorcą.

27) Zmienia się pkt. II.4.7.1.9. lit. a) i b), które przyjmują następujące brzmienie:

II.4.7.1.9. a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej i strat oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i strat oraz dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,

28) Zmienia się pkt. II.4.7.1.13. i II.4.7.1.14., które przyjmują następujące brzmienie:

II.4.7.1.13. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 1-120 % ich prądu znamionowego. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą ENEA Operator, dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności 200 % prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.

W istniejących układach, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

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

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

II.4.7.1.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych można przyłączać wyłącznie liczniki energii elektrycznej, rejestratory jakości energii oraz w uzasadnionych przypadkach rezystory dociążające.

29) Dodaje się pkt. II.4.7.1.33. o następującym brzmieniu:

II.4.7.1.33. Dla układów pomiarowych kategorii C1 i C2 przekładniki prądowe dostarcza ENEA Operator.

30) Zmienia się pkt. II.4.7.2.1. lit. a), która przyjmuje następujące brzmienie:

II.4.7.2.1. a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych służące do pomiaru energii elektrycznej,

31) Zmienia się pkt. II.4.7.2.2. lit. a) i b), które przyjmują następujące brzmienie:

II.4.7.2.2. a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych,
b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

32) Zmienia się pkt. II.4.7.2.3. lit. a) i b), które przyjmują następujące brzmienie:

II.4.7.2.3. a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych,
b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i 1 dla energii biernej,

33) Zmienia się pkt. II.4.7.2.5., który przyjmuje następujące brzmienie:

II.4.7.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:
a) posiadać układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
c) umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych,
d) umożliwiać synchronizację czasu co najmniej raz na dobę z systemu ENEA Operator.

34) Zmienia się pkt. II.4.7.3.1. – II.4.7.3.5., które przyjmują następujące brzmienie:

II.4.7.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
- b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych służące do pomiaru energii elektrycznej,
- c) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorsza niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- e) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać synchronizację czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę z systemu ENEA Operator oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- h) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych do LSPR ENEA Operator nie częściej niż 4 razy na dobę,
- i) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej); nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- j) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układ pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
- b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych służące do pomiaru energii czynnej,

- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać synchronizację czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę z systemu Enea Operator oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR Enea Operator nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych; nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać synchronizację czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę z systemu Enea Operator oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR Enea Operator nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych; nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych służące do pomiaru energii elektrycznej,

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać synchronizację czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę z systemu ENEA Operator,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR ENEA Operator nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych; nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

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

35) Zmienia się pkt. II.4.7.4.2., który przyjmuje następujące brzmienie:

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

- a) przekładniki prądowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2S dla przekładników prądowych, służące do pomiaru energii elektrycznej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR ENEA Operator nie częściej niż raz na dobę pod warunkiem kompletności danych pomiarowych,
- e) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

36) Zmienia się pkt. VIII.4.1. ppkt. 10), który przyjmuje następujące brzmienie:

VIII.4.1. 10) udziela bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w Taryfie lub umowie.

37) Zmienia się pkt. A.1.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

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

- a) ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2019 r., poz. 755 z późniejszymi zmianami), zwana dalej „ustawą Prawo energetyczne” oraz wydane na jej podstawie akty wykonawcze,
- b) ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwana dalej „Ustawą OZE” (Dz.U. z 2020 r., poz. 261 z późniejszymi zmianami),
- c) koncesja ENEA Operator Sp. z o.o., zwanej dalej „ENEA Operator”, na dystrybucję energii elektrycznej udzielona przez Prezesa URE decyzją nr DEE/50/13854/W/2/2007/PKo z dnia 28 czerwca 2007 r. wraz z późniejszymi zmianami, na okres do dnia 1 lipca 2030 r.,
- d) decyzja Prezesa URE nr DPE-47-47(7)/13854/2007/PKo z dnia 30 czerwca 2007 r. wraz z późniejszymi zmianami, o wyznaczeniu ENEA Operator operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego („OSD”),
- e) taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej ENEA Operator, zwana dalej „Taryfą”,
- f) Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRiESP”) PSE S.A., który został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego („OSP”),
- g) Warunki dotyczące bilansowania, zwane dalej „WDB”, opracowane przez OSP i zatwierdzone decyzją Prezesa URE,
- h) rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) – EB GL.

38) Zmienia się pkt. A.1.3., A.2.3., A.4.3.5., A.5.1., A.6.4., C.1.1., C.1.11., C.1.12., C.1.17., D.1.1., E.5. i G.3. poprzez zastąpienie skrótu „IRiESP” skrótem „WDB”.

39) Zmienia się pkt. A.3.1., który przyjmuje następujące brzmienie:

A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie RB i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest PSE S.A., która na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji na przesyłanie energii elektrycznej realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania RB określają WDB.

- 40) Zmienia się pkt. A.4.3.6., C.2.6., C.2.8., C.2.9. i E.1. poprzez zastąpienie skrótu „IRiESP-Bilansowanie” skrótem „WDB”.
- 41) Skreśla się z pkt. A.4.3.1. lit. e), a przecinek na końcu lit. d) zastępuje się kropką.
- 42) Zmienia się pkt. A.4.3.7. poprzez:
- a) zmianę pierwszego zdania, które przyjmuje następujące brzmienie:
Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będących odbiorcami końcowymi, w tym prosumentami, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z ENEA Operator jedną GUD-k na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej.
 - b) zastąpienie skrótu „IRiESP-Bilansowanie” skrótem „WDB”,
 - c) skreślenie ostatniego akapitu.
- 43) Zmienia się w pkt. C.1.13. lit. a) ppkt. (iii), który przyjmuje następujące brzmienie:
- C.1.13 (iii) oddzielnie w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej dane o ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez URD posiadającego mikroinstalację;
- 44) Zmienia się w pkt. H.5. ppkt. 6), który przyjmuje następujące brzmienie:
- H.5. 6) w przypadku otrzymania przez Sprzedawcę od:
- a) URD przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV – wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
 - b) URD – wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
- Sprzedawca przekazuje ENEA Operator w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku URD.
- ENEA Operator po rozpatrzeniu wniosku przekazuje Sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od Sprzedawcy,
- 45) Dodaje się ppkt. 6a) i 6b) w pkt. H.5., które przyjmują następujące brzmienie:
- H.5. 6a) w przypadku udzielenia URD przez ENEA Operator bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, bonifikata ta jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy ENEA Operator a Sprzedawcą,
- 6b) w przypadku otrzymania przez Sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, Sprzedawca przekazuje ENEA Operator reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. ENEA Operator po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje Sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od Sprzedawcy,

- 46) W IRiESD – Słownik skrótów i definicji w „Oznaczeniach skrótów” dodaje się nowe skróty „Prosument” i „WDB”:

Prosument Prosument energii odnawialnej

WDB Warunki dotyczące bilansowania

- 47) W IRiESD – Słownik skrótów i definicji w „Oznaczeniach skrótów” usuwa się skrót: „IRiESP-Bilansowanie”.

- 48) W IRiESD – Słownik skrótów i definicji w „Pojęciach i definicjach” zmienia się definicje „Prosumenta” i „Uczestnik Rynku Bilansującego”:

Prosument energii odnawialnej Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz.U. z 2019 r. poz. 649, 730 i 2294).

Uczestnik Rynku Bilansującego Podmiot, który ma zawartą umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.

- 49) W IRiESD – Słownik skrótów i definicji w „Pojęciach i definicjach” dodaje się nową definicję:

Warunki dotyczące bilansowania dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) – EB GL, zatwierdzony decyzją Prezesa URE.

- 50) W Załączniku nr 1 do IRiESD zmienia się pkt. 1.5., który przyjmuje następujące brzmienie:

1.5. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej powyżej 200 kW przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. ENEA Operator decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej do 200 kW, z wyłączeniem mikroinstalacji, powinny być wyposażone w port wejściowy, który umożliwia przyjęcie od ENEA Operator polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej oraz polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej.

- 51) W Załączniku nr 1 do IRiESD zmienia się pkt. 9.1.2.1. i 9.1.2.2., które przyjmują następujące brzmienie:

9.1.2.1. Mikroinstalacje powinny być wyposażone w port wejściowy, który umożliwia przyjęcie od ENEA Operator polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej, a dla

mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW także polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej.

9.1.2.2. W celu spełnienia wymagań określonych w pkt. 9.1.2.1. mikroinstalacje powinny być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC. Inny port wejściowy oraz protokół komunikacji wymaga indywidualnego uzgodnienia z ENEA Operator. Urządzenia sterujące dostarcza ENEA Operator.

52) W Załączniku nr 1 do IRiESD zmienia się pkt. 9.3., który przyjmuje następujące brzmienie:

9.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności o zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.

W przypadku wątpliwości interpretacyjnych należy wystąpić ze stosowanym zapytaniem do ENEA Operator.

Tabela nr 2. Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji w zależności od mocy zainstalowanej.

P_n [kW]	$P_n \leq 3,68$	$3,68 < P_n \leq 10$	$10 < P_n \leq 50$
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez ENEA Operator	Możliwość zaprzestania generacji mocy czynnej		Możliwość ograniczenia mocy czynnej oraz możliwość zaprzestania generacji mocy czynnej
Automatyczna redukcja mocy czynnej przy $f > 50,2$ Hz wg zadanej charakterystyki $P(f)$	TAK		
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki $Q(U)$ i $\cos \varphi (P)$	TAK		
Układ zabezpieczeń: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej	Zintegrowany z falownikiem		
Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo	