

**KARTA AKTUALIZACJI**

Karta aktualizacji nr 16/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

1. Planowana data wejścia w życie aktualizacji: 1.09.2024r.
2. Podmiot przeprowadzający aktualizację: PCC Energetyka Blachownia sp. z o.o. z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu.
3. Przyczyny aktualizacji:

Przedstawione w niniejszej Karcie Aktualizacji zmiany zapisów IRiESD wynikają z koniecznością dostosowania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PCC Energetyka Blachownia sp. z o.o. do zmiany Instrukcji Ruchu i Eksploatacji sieci Dystrybucyjnej OSDp.

4. Numery punktów podlegających aktualizacji:

	II.4.5.2.1.	IV.3.1.3.
I.1.5. ppkt. 1)	II.4.5.3.1.1.	IV.3.2.1.
I.1.7. ppkt 4)	II.4.5.3.2.1.	IV.3.2.2.
I.1.8. ppkt 10) lit. b)	II.4.5.3.2.2.	IV.3.2.3.
I.2.1.	II.4.5.3.2.3.	IV.3.2.4.
I.3.	II.4.5.3.4.1.	IV.3.2.5.
I.4.3.	II.4.5.3.7.3.	IV.3.2.6.
I.4.7.	II.4.6.5.	IV.3.2.7.
I.4.8.	II.4.7.1.14.	IV.3.2.8.
II.1.2.	II.4.7.1.15.	IV.3.2.9.
II.1.3.	II.4.7.1.16.	IV.3.2.10.
II.1.6.	II.4.7.1.18.	IV.3.2.11.
	II.4.7.1.19.	IV.3.2.12. – IV.3.2.35.
II.1.7.	II.4.7.1.20.	IV.3.3.3.
	II.4.7.1.21.	IV.3.4.1.1.
II.1.8.	II.4.7.1.22.	IV.3.4.1.7. ppkt 4)
II.1.15.	II.4.7.1.24.	IV.3.4.2.5. ppkt 4)
II.1.16.	II.4.7.1.25.	IV.3.4.2.6.
II.1.17.-II.1.41.	II.4.7.1.27.	IV.3.5.2.
II. 1. 20.	II.4.7.1.28.	IV.3.6.
II.1.31.	II.4.7.1.29.	IV.4.
II.1.32.	II.4.7.1.30.	IV.5.
II.1.40. ppkt 5)	II.4.7.1.31.	V.1.
II.4.	II.4.9.	V.2.
II.4.5.1.3.	II.4.9.1.	V.3.
II.4.5.1.4.	II.5.1.3.	VI.1.1. lit. g)
II.4.5.1.10	IV.1.	VI.1.1. lit. i)
II.4.5.1.11.	IV.3.1.1.	VI.1.1. lit. j)
II.4.5.1.14.	IV.3.1.2.	VI.2.5. lit. b)
II.4.5.1.19.		

VI.2.12. lit. a)	A.2.3.	D.3.4. lit. g)
VI.4.3.	A.3.1.	E.1.
VI.5.3.	A.3.3.	E.2.
VI.5.4.	A.3.4.	E.3.
VI.5.6.	A.3.5.	E.4.
VI.6.1.	A.3.6.	E.5.
VI.6.3. lit. a)	A.3.8. lit. d)	E.6.
VI.7. i VI.8.	A.4.3.3. lit. f)	E.7.
VIII.1.	A.4.3.12.	E.8.
VIII.2.	A.5.2.	G.6.
VIII.4.1.	A.5.3. lit. b)	H.4.
VIII.4.2.	A.5.10. lit d)	H.5. ppkt 5)
A.1.3.	A.5.11.	I.4. lit. d)
A.1.4.	A.6.3.	Słownik skrótów i definicji
A.1.5.	A.10.	<b>Załącznik nr 1</b>
A.2.1. lit. n)	A.11	11.1.4.
A.2.2.	C.1.11.	11.2.2.

## 5. Nowe brzmienie punktów Instrukcji:

Punkt	Treść zmiany
I.1.5. ppkt. 1)	Pkt I.1.5. ppkt 1) otrzymuje brzmienie: 1) przyłączenia jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych,
I.1.7. ppkt 4)	Pkt I.1.7. ppkt 4) otrzymuje brzmienie: 4) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie i dostawców usług bilansujących,
I.1.8. ppkt 10) lit. b)	Pkt I.1.8. ppkt 10) lit. b) otrzymuje brzmienie: b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie oraz operatorowi systemu przesyłowego,
I.2.1.	Pkt I.2.1. otrzymuje brzmienie: Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwi realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej.
I.3.	Pkt I.3. otrzymuje brzmienie: I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ PCC EB I.3.1. PCC EB świadczy usługę dystrybucji energii elektrycznej (dalej „usługi dystrybucji”) na warunkach określonych w: 1) koncesji, o której mowa w pkt I.1.3. ppkt e), 2) Taryfie PCC EB, 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 energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu: a) niezawodności dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym, b) parametrów jakościowych energii elektrycznej. I.3.2. PCC EB świadcząc usługę dystrybucji: a) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w pkt. VIII.1. i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, b) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscu przygotowanym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej, c) powiadamia odbiorców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie, d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, e) 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,

	<p>f) umożliwia użytkownikowi systemu wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną lub odebraną energią elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,</p> <p>g) informuje użytkownika systemu, którego urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci PCC EB, 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,</p> <p>h) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano licznik zdalnego odczytu,</p> <p>i) opracowuje i wdraża procedury umożliwiające zmianę sprzedawcy oraz uwzględnia je w IRiESD.</p> <p>I.3.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci. Przyłączenie mikroinstalacji do sieci może nastąpić na podstawie zgłoszenia albo na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zgodnie z Ustawą OZE.</p> <p>I.3.4. PCC EB określa odpowiednio wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji i udostępnia te wzory na swojej stronie internetowej w wersji umożliwiającej ich uzupełnienie w postaci elektronicznej.</p> <p>I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.</p> <p>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.</p> <p>I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.</p> <p>I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie PCC EB do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.</p> <p>I.3.9. Zapisy pkt 1.3.1. oraz 1.3.2. dotyczące odbiorców stosuje się do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.</p> <p>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.</p>
I.4.3.	<p>Pkt I.4.3. otrzymuje brzmienie:</p> <p>PCC EB stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności PCC EB stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:</p> <p>a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci,</p> <p>b) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,</p>

	<p>c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,</p> <p>d) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt. VIII.4.1., o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci PCC EB,</p> <p>e) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,</p> <p>f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy PCC EB,</p> <p>g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt. h), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,</p> <p>h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w pkt. VIII i na warunkach określonych w umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie PCC EB,</p> <p>i) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie PCC EB za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w pkt. VIII albo ustalonych umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,</p> <p>j) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt. e) lub i).</p> <p>PCC EB 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.</p>
I.4.7.	<p>Pkt I.4.7. otrzymuje brzmienie:</p> <p>PCC EB, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci PCC EB. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a Ustawy OZE</p>
I.4.8.	<p>Zostaje dodany pkt I.4.8. o treści:</p> <p>Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w pkt I.4.5. ppkt 1) i 3). PCC EB publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z pkt I.4.5. i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu.</p>
II.1.2.	<p>Pkt II.1.2. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PCC EB, z wyłączeniem mikroinstalacji przyłączanych na podstawie zgłoszenia, obejmuje:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) pozyskanie przez podmiot od PCC EB, wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji”),</li> <li>2) złożenie przez podmiot u PCC EB, wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez PCC EB. Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej. Wnioski w formie elektronicznej mogą być opatrzone kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub profilem zaufanym</li> </ol>

	<p>ePUAP; datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez PCC EB kompletnego wniosku spełniającego wymagania, o których mowa w IRiESD.</p> <p>3) w przypadku wniosku dla mikroinstalacji, sporządza się go na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym, albo w postaci papierowej opatrzonej podpisem własnoręcznym i składa się:</p> <p>a) z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344), w tym elektronicznej skrzynki podawczej w rozumieniu art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2070) lub publicznej usługi rejestrowanego doręczenia elektronicznego na adres do doręczeń elektronicznych wpisany do bazy adresów elektronicznych, o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 18 listopada 2020 r. o doręczeniach elektronicznych (Dz. U. z 2020 r. poz. 2320 z późn. zm.), lub publicznej usługi hybrydowej w rozumieniu art. 2 pkt 7 tej ustawy - w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej albo</p> <p>b) za pośrednictwem operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. - Prawo pocztowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 1041 z późn. zm.) lub placówki pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, lub osobiście w siedzibie TAURON Dystrybucja - w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci papierowej.</p> <p>Wniosek dla mikroinstalacji rozpatruje się w postaci elektronicznej, w przypadku gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt a) lub gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt b) i składający wniosek wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w postaci elektronicznej.</p> <p>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 PCC EB, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia. Datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku bankowego PCC EB. 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</p> <p>5) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, PCC EB niezwłocznie zwraca zaliczkę,</p> <p>6) jeżeli wniosek nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku lub wymagań określonych w art. 7 Ustawy lub został złożony niezgodnie z wzorem udostępnionym przez PCC EB, PCC EB wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpoznania,</p> <p>7) w przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie, wniosek pozostawia się bez rozpoznania, o czym PCC EB informuje wnioskodawcę,</p> <p>8) w przypadku, gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez PCC EB, PCC EB w terminie 7 dni kalendarzowych od daty wpływu wniosku wzywa składającego wniosek do jego</p>
--	--

	<p>uzupełnienia lub poprawienia w wyznaczonym terminie, nie krótszym jednak niż 30 dni kalendarzowych od dnia doręczenia wezwania.</p> <p>Nadanie w terminie uzupełnionego lub poprawionego wniosku dla mikroinstalacji w polskiej placówce pocztowej operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. - Prawo pocztowe lub w placówce pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym albo wniesienie go za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną w postaci elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym jest równoznaczne z wniesieniem go w terminie.</p> <p>Wniosek dla mikroinstalacji nieuzupełniony lub niepoprawiony w terminie wyznaczonym przez PCC EB pozostawia się bez rozpatrzenia</p> <p>9) PCC EB na żądanie wnioskodawcy, potwierdza w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej złożenie wniosku, określając w szczególności datę jego złożenia,</p> <p>10) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zapewnienie przez PCC EB wykonania ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem:</p> <p>a) przyłączanej jednostki wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub</p> <p>b) przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub,</p> <p>c) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub</p> <p>d) przyłączanej jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW, lub</p> <p>e) przyłączanej instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW,</p> <p>PCC EB zapewnia sporządzenie ekspertyzy, w tym także na żądanie Prezesa URE</p> <p>11) wydanie przez PCC EB warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie, w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej,</p> <p>12) zawarcie umowy o przyłączenie,</p> <p>13) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,</p> <p>14) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. PCC EB zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,</p> <p>15) pozyskanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie obiektu w przypadkach, o których mowa w NC RfG,</p> <p>16) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.</p>
II.1.3.	<p>Pkt II.1.3. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PCC EB jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.</p>
II.1.6.	<p>Pkt II.1.6. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Do wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3 należy załączyć:</p>

	<p>a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,</p> <p>b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów,</p> <p>c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 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.</li> </ul> <p>d) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,</p> <p>e) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,</p> <p>f) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,</p> <p>g) 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.</p> <p>Ponadto do wniosku o którym mowa w pkt. II.1.3 należy załączyć także inne dokumenty jeżeli obowiązek ich przedstawienia PCC EB wynika z przepisów prawa.</p>
II.1.7.	<p>Pkt II.1.7. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci na system elektroenergetyczny, określa PCC EB. W przypadku 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 za pośrednictwem OSDp.</p>
II.1.8.	<p>Pkt II.1.8. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku o którym mowa w pkt. II.1.3., określają w szczególności:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) miejsce przyłączenia,</li> <li>2) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,</li> <li>3) miejsce rozgraniczenia własności sieci PCC EB i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,</li> <li>4) miejsce dostarczania energii elektrycznej,</li> <li>5) moc przyłączeniową,</li> <li>6) rodzaj przyłącza,</li> <li>7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,</li> <li>8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,</li> <li>9) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,</li> <li>10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,</li> </ol>



	<p>11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i sposobu pozyskiwania danych z systemu pomiarowego,</p> <p>12) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe, oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,</p> <p>13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:</p> <p>a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączeń,</p> <p>b) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub trwał;</p> <p>14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,</p> <p>15) wymagania w zakresie:</p> <p>a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,</p> <p>b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,</p> <p>c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,</p> <p>d) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane.</p> <p>16) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,</p> <p>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,</p> <p>18) schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci PCC EB i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III,</p> <p>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 Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,</p> <p>20) przewidywany harmonogram przyłączenia odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac,</p> <p>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.</p>
II.1.15.	<p>Pkt II.1.15. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PCC EB uzgadnia się z OSP za pośrednictwem OSDp w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW.</p> <p>W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.</p> <p>Uzgodnienie obejmuje:</p> <p>1) uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na KSE,</p> <p>2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.</p>
II.1.16.	<p>Pkt II.1.16. otrzymuje brzmienie:</p> <p>PCC EB, przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy należącego do grupy przyłączeniowej III uzgadniają je z OSDp (załączając do nich komplet dokumentacji, na</p>

	<p>podstawie której przygotowano warunki przyłączenia, w tym ekspertyzę wpływu przyłączanego źródła na KSE, o której mowa w art. 7 ust. 8e Ustawy) na zasadach określonych w IRiESD OSDp.</p> <p>Uzgodnienie przez OSDp następować będzie po pozytywnej ocenie istnienia warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia źródła energii elektrycznej przeprowadzonej na moment otrzymania projektu warunków przyłączenia.</p>
II.1.17.- II.1.41.	Zmienia się numerację pkt. II.1.17. – II.1.41. na II.1.17. – II.1.43.
II. 1. 20.	<p>Nowy pkt II.1.20. otrzymuje brzmienie:</p> <p>W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej PCC EB 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 PCC EB, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. Do zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji stosuje się zapisy pkt II.1.2. ppkt 3).W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej PCC EB odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi PCC EB.</p> <p>Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy oraz niniejszej IRiESD w szczególności Załącznika nr 1.</p> <p>Zgłoszenie, o którym mowa powyżej, zawiera w szczególności:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej dane osoby upoważnionej do kontaktu oraz adres korespondencyjny,</li> <li>2) dane dotyczące lokalizacji obiektu w którym zainstalowano mikroinstalację, w tym numer licznika lub kod punktu poboru energii (PPE),</li> <li>3) rodzaj mikroinstalacji,</li> <li>4) moc zainstalowaną elektryczną,</li> <li>5) moc znamionową falownika po stronie AC - w przypadku przyłączenia poprzez falownik,</li> <li>6) typ instalacji, w której ma być zainstalowana mikroinstalacja,</li> <li>7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,</li> <li>8) oświadczenie, że mikroinstalacja jest wybudowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz spełnia wymogi techniczne i eksploatacyjne zawarte w art. 7a Ustawy,</li> <li>9) oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej o treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań,</li> <li>10) planowany termin przyłączenia,</li> <li>11) potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.</li> </ol> <p>PCC EB potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia oraz dokonuje przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.</p>
II.1.31.	<p>Nowy pkt II.1.31. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.30. lub Reprezentant prosumentów, o którym mowa w pkt II.1.37 i II.1.38 informuje PCC EB o:</p>

	<p>1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji, małej instalacji lub magazynu energii elektrycznej lub ich łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany;</p> <p>2) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub w małej instalacji – w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji.</p>
II.1.32.	<p>Nowy pkt II.1.32. otrzymuje brzmienie: Zapisów pkt. II. 1.30. i II.1.31. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi.</p>
II.1.40. ppkt 5)	<p>Pkt II.1.40. ppkt 5) otrzymuje brzmienie: w przypadku Prosumenta wirtualnego o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie instalacji odnawialnego źródła energii.</p>
II.4.	<p>Pkt II.4. otrzymuje brzmienie: WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH</p>
II.4.5.1.3.	<p>Pkt II.4.5.1.3. otrzymuje brzmienie: Szczegółowe wymagania dla układów i urządzeń EAZ, w szczególności wymagane czasy ich działania, określają standardy techniczne PCC EB, publikowane na stronie internetowej PCC EB.</p>
II.4.5.1.4.	<p>Pkt II.4.5.1.4. otrzymuje brzmienie: 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.</p>
II.4.5.1.10	<p>Pkt II.4.5.1.10. otrzymuje brzmienie: Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia. Dla rozdzielni w układzie typu H dopuszcza się stosowanie pojedynczej baterii akumulatorowej zasilającej jedną sekcję rozdzielni potrzeb własnych prądu stałego.</p>
II.4.5.1.11.	<p>Pkt II.4.5.1.11. otrzymuje brzmienie: 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: a) 24 godz. – dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER; b) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.</p>
II.4.5.1.14.	<p>Pkt II.4.5.1.14. otrzymuje brzmienie: Układy i urządzenia EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączenia.</p>
II.4.5.1.19.	<p>Zostaje dodany pkt II.4.5.1.19. o treści: Elementy rozdzielni NN będące własnością PCC EB w zakresie wyposażenia: 1) w EAZ - podlegają wymaganiom IRiESP,</p>

	2) w środki komunikacji, w tym komunikacji realizowanej między urządzeniami EAZ - podlegają wymaganiom IRiESD.
II.4.5.2.1.	<p>Pkt II.4.5.2.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>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:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),</li> <li>2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,</li> <li>3) zabezpieczenia przeciążeniowe,</li> <li>4) zabezpieczenia technologiczne transformatorów.</li> </ol> <p>Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia technologiczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.</p>
II.4.5.3.1.1.	<p>Pkt II.4.5.3.1.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie.</p>
II.4.5.3.2.1.	<p>Pkt II.4.5.3.2.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Pola linii SN, do których nie są przyłączone moduły wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (nadprądowe zwłoczne i zwarciove),</li> <li>2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,</li> <li>3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN,</li> <li>4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,</li> <li>5) wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe umożliwiające realizację blokady tego zabezpieczenia zależnej od kierunku przepływu mocy w polu,</li> <li>6) SPZ/SCO - jeśli PCC EB tego wymaga.</li> </ol>
II.4.5.3.2.2.	<p>Pkt II.4.5.3.2.2. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie moduły wytwarzania energii i odbiorcy powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane zwarciove i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych, możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),</li> <li>2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych,</li> <li>3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN,</li> <li>4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej</li> </ol> <p>Dodatkowo w zależności od potrzeb PCC EB, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>5) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, wyposażone w kryterium <math>df/dt</math>,</li> <li>6) zabezpieczenia nad- i podnapięciowego zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,</li> <li>7) blokadę załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.</li> </ol>
II.4.5.3.2.3.	<p>Pkt II.4.5.3.2.3. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Pola linii SN współpracujące wyłącznie z modułami wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:</p>

	<p>1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane: nadprądowe zwłoczne i zwarciowe o charakterystykach niezależnych, z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej)</p> <p>2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych,</p> <p>3) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej;</p> <p>Dodatkowo w zależności od potrzeb PCC EB, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym</p> <p>4) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium <math>df/dt</math>,</p> <p>5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowego zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem;</p> <p>6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.</p>
II.4.5.3.4.1.	<p>Pkt II.4.5.3.4.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Pola baterii kondensatorów wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia:</p> <p>1) nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń,</p> <p>2) nadprądowe bezzwłoczne,</p> <p>3) od skutków zwarć wewnętrznych,</p> <p>4) nadnapięciowe.</p>
II.4.5.3.7.3.	<p>Zostaje dodany pkt II.4.5.3.7.3. o treści:</p> <p>W odniesieniu do lokalnych modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci SN:</p> <p>1) stacje SN, do których są przyłączone lokalne moduły wytwarzania energii, wyposaża się w układy i urządzenia EAZ mające chronić bezpieczeństwo sieci i odbiorców przyłączonych do sieci, w szczególności reagujące na:</p> <p>a) zwarcia wielofazowe i doziemne,</p> <p>b) wzrost i obniżenie napięcia,</p> <p>c) wzrost i obniżenie częstotliwości,</p> <p>d) utratę połączenia z siecią operatora systemu dystrybucyjnego;</p> <p>2) właściciel modułu wytwarzania wykonuje układ EAZ w taki sposób, aby wyłącznik sprzęgający był łącznikiem przeznaczonym do wyłączania jedynie modułu wytwarzania, a wyłączenie go nie skutkowało pozbawieniem zasilania potrzeb własnych modułu wytwarzania ani jakichkolwiek innych obwodów niezwiązanych z tym modułem;</p> <p>3) PCC EB określa warunki ewentualnego zasilania lub ponownego zasilania od strony lokalnego modułu wytwarzania energii, sieci wyłączonej od strony głównego punktu zasilającego oraz ponownej synchronizacji, a także niezbędne do tego środki techniczne;</p> <p>4) PCC EB określa warunki dotyczące zakresu telemechaniki stacji z przyłączonymi lokalnymi modułami wytwarzania energii;</p> <p>5) PCC EB określa wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ w stosunku do modułów wytwarzania energii przyłączanych do sieci PCC EB.</p>
II.4.6.5.	<p>Pkt II.4.6.5. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż:</p> <p>1) 24 godz. – dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER,</p> <p>2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.</p>
II.4.7.1.14.	<p>Pkt II.4.7.1.14. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych</p>

	w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być $\leq 5$ . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRIESD.
II.4.7.1.15.	Pkt II.4.7.1.15. otrzymuje brzmienie: Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
II.4.7.1.16.	Pkt II.4.7.1.16. otrzymuje brzmienie: Zmiana kwalifikacji układu pomiarowo-rozliczeniowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.7., następuje na wniosek odbiorcy lub PCC EB. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
II.4.7.1.18.	Pkt II.4.7.1.18. otrzymuje brzmienie: Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane do PCC EB przez odbiorcę, wytwórcę, posiadacza magazynu energii elektrycznej lub sprzedawcę.
II.4.7.1.19.	Pkt II.4.7.1.19. otrzymuje brzmienie: PCC EB na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. PCC EB może dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, również z własnej inicjatywy.
II.4.7.1.20.	Pkt II.4.7.1.20. otrzymuje brzmienie: Odbiorca lub PCC EB 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 PCC EB.
II.4.7.1.21.	Pkt II.4.7.1.21. otrzymuje brzmienie: PCC EB przekazuje zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż PCC EB, to podmiot ten ma obowiązek przekazać PCC EB zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego bezpośrednio po jego demontażu.
II.4.7.1.22.	Pkt II.4.7.1.22. otrzymuje brzmienie: 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.	Pkt II.4.7.1.24. otrzymuje brzmienie: Jeżeli PCC EB nie jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, PCC EB zwraca zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości działania, o ile odbiorca lub PCC EB nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.7.1.25.
II.4.7.1.25.	Pkt II.4.7.1.25. otrzymuje brzmienie:

	W terminie 30-stu dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca lub PCC EB może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego. PCC EB umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
II.4.7.1.27.	Pkt II.4.7.1.27. otrzymuje brzmienie: W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowo-rozliczeniowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w IRiESD.
II.4.7.1.28.	Pkt II.4.7.1.28. otrzymuje brzmienie: W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, PCC EB zwraca koszty, o których mowa w pkt II.4.7.1.22. i II.4.7.1.26., 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.4.7.1.29.	Pkt II.4.7.1.29. otrzymuje brzmienie: 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.4.7.1.30.	Pkt II.4.7.1.30. otrzymuje brzmienie: W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, PCC EB wydaje odbiorcy, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zakończenia okresu rozliczeniowego, w którym nastąpił demontaż, dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.
II.4.7.1.31.	Zostaje dodany pkt II.4.7.1.31 o treści: Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego PCC EB ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym własny licznik energii elektrycznej, w tym LZO
II.4.9.	Zostaje dodany pkt II.4.9. o treści: Wymagania dla urządzeń stosowanych do kontroli synchronizmu
II.4.9.1.	Zostaje dodany pkt II.4.9.1. o treści: Wymaga się stosowania urządzeń do kontroli synchronizmu w warunkach łączeń w sieci zamkniętej oraz łączenia obszarów asynchronicznych. PCC EB określa miejsca lokalizacji i wymagania dla urządzeń kontroli synchronizmu w sieci zamkniętej.
II.5.1.3.	Zostaje dodany pkt II.5.1.3. o treści: Informacje dotyczące procedur wymiany danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego oraz podmiotów w nich uczestniczących są ujęte w pkt 12 IRiESP.
IV.1.	Pkt IV.1. otrzymuje brzmienie: IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ IV.1.1. OSP, zgodnie z IRiESP, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.

	<p>OSP, zgodnie z IRiESP, opracowuje i aktualizuje plan obrony systemu i plan odbudowy zgodnie z NC ER</p> <p>IV.1.2. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.</p> <p>Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następnym:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,</li> <li>b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,</li> <li>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</li> <li>d) strajku lub niepokoju społecznych,</li> <li>e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.</li> </ul> <p>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 PCC EB.</p> <p>IV.1.4. PCC EB wraz z OSDp podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.</p> <p>IV.1.5. PCC EB w uzgodnieniu z OSDp opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.</p> <p>IV.1.6. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,</li> <li>b) awaryjne układy pracy sieci,</li> <li>c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,</li> <li>d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.</li> </ul> <p>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, PCC EB udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.</p> <p>IV.1.8. W celu ustalenia przebiegu awarii sieci dystrybucyjnej, przyczyny jej powstania, a także zaproponowania działań zapobiegających powstaniu podobnych awarii w przyszłości, operator systemu dystrybucyjnego ma prawo powołać komisję poawaryjną. W pracach komisji biorą udział przedstawiciele podmiotów, których urządzenia, instalacje lub sieci brały bezpośredni udział w awarii.</p>
IV.3.1.1.	<p>Pkt IV.3.1.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) OSP, do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w lit. b) jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin - w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,</li> <li>b) Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 Ustawy - w przypadkach, o których mowa w pkt IV.3.2.1.</li> </ul>
IV.3.1.2.	<p>Pkt IV.3.1.2. otrzymuje brzmienie:</p>



	<p>W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP podejmuje we współpracy z OSDp, PCC EB 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.</p> <p>PCC EB na polecenie OSP lub OSDp podejmuje w szczególności następujące działania:</p> <p>a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD;</p> <p>b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania PCC EB lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.</p>
IV.3.1.3.	<p>Pkt IV.3.1.3. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:</p> <p>a) tryb normalny, określony w pkt IV.3.2,</p> <p>b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IV.3.3,</p> <p>c) tryb awaryjny, określony w pkt IV.3.4,</p> <p>d) tryb automatyczny, określony w pkt IV.3.5.</p>
IV.3.2.1.	<p>Pkt. IV.3.2.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw energii. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:</p> <p>a) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo – energetycznym,</p> <p>b) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,</p> <p>c) bezpieczeństwa osób,</p> <p>d) wystąpienia znacznych strat materialnych.</p> <p>Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez OSP i OSD we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, o których mowa w IRIESP, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.</p>
IV.3.2.2.	<p>W pkt. IV.3.2.2. słowo „gospodarki” zostaje zamienione na „energii”</p>
IV.3.2.3.	<p>Pkt IV.3.2.3. otrzymuje brzmienie:</p> <p>OSP we współpracy z OSDp opracowuje plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności przywołanych w pkt IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować:</p> <p>c) bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób,</p> <p>d) uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń lub ich zespołów - wykorzystywanych bezpośrednio w procesach technologicznych,</p> <p>e) zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń lub ich zespołów - przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub do wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.</p>
IV.3.2.4.	<p>Pkt IV.3.2.4. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym dotyczą odbiorców w zakresie posiadanego przez nich obiektu, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW.</p>

IV.3.2.5.	<p>Pkt IV.3.2.5. otrzymuje brzmienie:</p> <p>W przypadku, gdy odbiorca posiada więcej niż jeden obiekt, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą każdego z obiektów, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych, łączna wielkość mocy umownej została ustalona w wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.</p>
IV.3.2.6.	<p>Pkt IV.3.2.6. otrzymuje brzmienie:</p> <p>W przypadku, gdy obiekt jest przyłączony do sieci więcej niż jednego OSD, zasadę, o której mowa w pkt IV.3.2.4. stosuje się odrębnie dla każdego OSD, dla sumy mocy umownych określonych w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z tym OSD. Mocy umownych dla danego obiektu, które są określone w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z różnymi OSD, nie sumuje się.</p>
IV.3.2.7.	<p>Pkt IV.3.2.7. otrzymuje brzmienie:</p> <p>W przypadku, gdy odbiorca posiada obiekt, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej może być różna w poszczególnych miesiącach, w zakresie tego obiektu odbiorca ten podlega ochronie przed ograniczeniami w tych miesiącach, dla których łączna wielkość mocy umownej ustalona została poniżej wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.</p>
IV.3.2.8.	<p>Pkt IV.3.2.8. otrzymuje brzmienie:</p> <p>PCC EB, w zakresie posiadanego obiektu przyłączonego do jego własnej sieci i podlegającego ograniczeniom, opracowuje taki sam plan ograniczeń jak w przypadku obiektu odbiorcy przyłączonego do tej sieci i uwzględnia go w planie wprowadzania ograniczeń przekazywanym do OSDp, w terminie określonym w pkt IV.3.2.18.</p>
IV.3.2.9.	<p>Pkt IV.3.2.9. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Opracowany przez PCC EB plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu może być korygowany w przypadku, o którym mowa w pkt IV.3.2.13., lub aktualizowany w okresie, na jaki został opracowany. Zdania pierwszego nie stosuje się w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie pkt IV.3.2.1.</p> <p>Dla istniejącego obiektu, zmiana mocy umownej lub przyłączenie nowego przyłącza, nie wymaga aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy.</p>
IV.3.2.10.	<p>Pkt IV.3.2.10. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych lub kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>a) będącego szpitalem i innym obiektem ratownictwa medycznego;</li><li>b) wymienionego w przepisach wydanych na podstawie art. 6 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2021 r. poz. 372 z późn. zm.);</li><li>c) wykorzystywanego bezpośrednio do:<ol style="list-style-type: none"><li>i. nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym,</li><li>ii. zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego i publicznego transportu zbiorowego,</li><li>iii. wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki oraz dostarczania do odbiorców, w tym wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,</li><li>iv. realizacji zadań wpływających w sposób istotny na spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, w tym odprowadzania i oczyszczania ścieków w zakresie zbiorowego odprowadzania ścieków,</li><li>v. wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,</li></ol></li></ol>

	<p>vi.wykonywania przez przedsiębiorców zadań na rzecz obronności państwa w zakresie mobilizacji gospodarki, o których mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 23 sierpnia 2001 r. o organizowaniu zadań na rzecz obronności państwa realizowanych przez przedsiębiorców (Dz. U. z 2020 r. poz. 1669), w okresie uruchomienia programu mobilizacji gospodarki w zakresie realizacji tych zadań - albo wyodrębnionej części obiektu wykorzystywanego do tych celów;</p> <p>d) stanowiącego infrastrukturę krytyczną ujętą w wykazie, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 261) zlokalizowaną na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.</p>
IV.3.2.11.	<p>Pkt IV.3.2.11. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Odbiorca będący jednocześnie OSDn, nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.</p>
IV.3.2.12. – IV.3.2.35.	<p>Zostają dodane pkt. IV.3.2.12. – IV.3.2.35 o treści:</p> <p>IV.3.2.12. Obiekty albo wyodrębnione części tych obiektów, o których mowa w pkt IV.3.2.10., będące w posiadaniu odbiorcy podlegają ochronie, jeżeli zostały wyszczególnione, na wniosek i zgodnie z oświadczeniem tego odbiorcy, w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych - wzór wniosku zawierającego oświadczenie opracowuje PCC EB oraz umieszcza na swojej stronie internetowej. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli wniosek o którym mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje go niezwłocznie do PCC EB, w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.6., w terminie nie dłuższym niż 3 dni robocze od otrzymania wniosku.</p> <p>IV.3.2.13. Odbiorca niezwłocznie informuje PCC EB, a w przypadku umów kompleksowych, również sprzedawcę, o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, o której mowa w pkt IV.3.2.10., w zakresie posiadanego przez odbiorcę obiektu lub jego wyodrębnionej części.</p> <p>IV.3.2.14. W przypadku gdy wielkość mocy, która zapewnia prawidłowe funkcjonowanie wyodrębnionej części obiektu podlegającej ochronie, nie została uwzględniona w wielkościach mocy minimalnej poboru i mocy maksymalnej poboru określonych dla tego obiektu i wyznaczonych w sposób określony w pkt IV.3.2.25., odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do PCC EB o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.22 lit. b i c, z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w pkt IV.3.2.22 lit. d.</p> <p>IV.3.2.15. Podstawą opracowania przez PCC EB corocznie planów wprowadzania ograniczeń w trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez PCC EB.</p> <p>IV.3.2.16. Plan wprowadzania ograniczeń w zakresie obiektu opracowuje się, w formie dokumentowej, na podstawie wielkości mocy obowiązujących odbiorcę w danym obiekcie, według stanu na dzień 1 stycznia danego roku, i przekazuje się te wielkości odbiorcy, w formie dokumentowej, w terminie do dnia 15 kwietnia danego roku.</p> <p>IV.3.2.17. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego.</p> <p>IV.3.2.18. PPC EB, przekazuje w terminie do dnia 15 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń do OSDp, w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń OSDp.</p> <p>IV.3.2.19. OSDp przekazuje OSP w terminie do dnia 31 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSP.</p> <p>IV.3.2.20. Aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń OSDp i PCC EB.</p>

	<p>IV.3.2.21. Plan wprowadzania ograniczeń opracowywany przez OSP podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do dnia 31 maja danego roku. OSP przedstawia Prezesowi URE plan wprowadzania ograniczeń do uzgodnienia nie później niż do dnia 30 kwietnia danego roku.</p> <p>IV.3.2.22. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych ,</li><li>b) 12 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, określonej dla tego obiektu, zgodnie z pkt IV.3.2.25 lit. b),</li><li>c) 20 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy minimalnej poboru, określonej dla tego obiektu zgodnie z pkt IV.3.2.25 lit. a),</li></ul> <p>wielkości łączne maksymalnych mocy określone dla obiektu, które odbiorca może pobierać, w stopniach zasilania od 12 do 20, wynikają z równomiernego podziału zakresu mocy - od wielkości mocy maksymalnej poboru, określonej dla 12 stopnia zasilania, do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla 20 stopnia zasilania.</p> <p>IV.3.2.23. W poszczególnych stopniach zasilania odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc o wielkości nie wyższej niż wielkość mocy, która jest określona dla danego stopnia zasilania dla tego obiektu.</p> <p>IV.3.2.24. Wielkości łączne mocy określone dla obiektu, obowiązujące odbiorcę w stopniach zasilania od 12 do 20, zawarte w planie wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, są przekazywane odbiorcy przez PCC EB w sposób określony w pkt IV.3.2.27.</p> <p>IV.3.2.25. Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa PCC EB na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z funkcją odczytu danych w systemie danych dobowo-godzinowych obejmujących pełny okres pomiarowy od dnia 1 stycznia roku n - 1 do dnia 31 grudnia roku n - 1, gdzie „n” jest rokiem uzgodnienia, o którym mowa w pkt IV.3.2.21., przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń, odpowiednio:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) w przypadku mocy minimalnej poboru przez:<ul style="list-style-type: none"><li>i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,</li><li>ii. odrzucenie trzech wartości najniższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości;</li></ul></li><li>b) w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:<ul style="list-style-type: none"><li>i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,</li><li>ii. odrzucenie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.</li></ul></li></ul> <p>W przypadku braku możliwości pozyskania przez PCC EB wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, o których mowa powyżej, PCC EB wyznacza je zgodnie z zapisami pkt C.1. IRiESD.</p> <p>IV.3.2.26. W przypadku, gdy wyznaczona dla obiektu wielkość mocy maksymalnej poboru jest większa niż łączna wielkość mocy umownej, określona dla tego obiektu w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych, za wielkość mocy maksymalnej poboru przyjmuje się łączną wielkość mocy umownej.</p> <p>IV.3.2.27. PCC EB przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu lub aktualizację tego planu, zawierający wielkości łączne mocy określone dla obiektu w stopniach zasilania od 12 do 20, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych w terminie, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. W zakresie umów kompleksowych, PCC EB przekazuje ten plan lub jego</p>
--	---

	<p>aktualizację również sprzedawcy, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.6. IRIESD.</p> <p>Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej, do czasu przekazania PCC EB przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, PCC EB przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu na adres korespondencyjny wskazany w umowie dystrybucyjnej albo kompleksowej. W przypadku umowy kompleksowej adres korespondencyjny odbiorcy, sprzedawca udostępni PCC EB. Doręczenie na ten adres korespondencyjny jest skuteczne.</p> <p>Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio PCC EB, z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, wskazanego w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania PCC EB o zmianie adresu poczty elektronicznej.</p> <p>IV.3.2.28. Dla przyłączanego do sieci obiektu, dla którego nie jest możliwe ustalenie w sposób określony w pkt IV.3.2.25.:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) mocy minimalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się na podstawie wielkości minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 Ustawy;</li><li>b) mocy maksymalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych.</li></ul> <p>Dla obiektów określonych powyżej, plan wprowadzania ograniczeń jest aktualizowany przy zmianie mocy umownej lub minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia.</p> <p>IV.3.2.29. Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w pkt IV.3.2.28., stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w pkt IV.3.2.25. nie dłużej jednak niż przez okres 24 miesiące od dnia zawarcia po raz pierwszy umowy dystrybucyjnej albo kompleksowej, na podstawie której świadczone są odbiorcy usługi dystrybucji energii elektrycznej do tego obiektu.</p> <p>IV.3.2.30. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów i powiadomień OSP o obowiązujących stopniach zasilania. Obowiązujące stopnie zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.22., określa OSP.</p> <p>Komunikaty OSP o stopniach zasilania wprowadzanych w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych nadawanych przez Program 1 Polskiego Radia o godzinie 7.55 i o godzinie 19.55 oraz zamieszczane na stronie internetowej PCC EB. Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.</p> <p>IV.3.2.31. OSP może wprowadzić inne stopnie zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, jeżeli nastąpiła zmiana warunków pracy systemu elektroenergetycznego lub występuje konieczność minimalizacji negatywnych następstw wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu lub poborze energii elektrycznej.</p> <p>IV.3.2.32. O wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, OSP powiadamia służby dyspozytorskie oraz ruchowe OSDp.</p> <p>IV.3.2.33. PCC EB indywidualnie powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o</p>
--	--

	<p>wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, przesyłając wiadomość tekstową na adres poczty elektronicznej lub na numer telefonu komórkowego wskazany przez odbiorcę w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.</p> <p>Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, do czasu przekazania PCC EB przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o którym mowa powyżej, PCC EB nie powiadamia odbiorcy o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz wprowadzeniu innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych.</p> <p>Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio PCC EB, z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie danych dotyczących adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o których mowa powyżej wskazanych w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania PCC EB o zmianie tych danych.</p> <p>IV.3.2.34. Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, PCC EB zamieszcza również na swojej stronie internetowej. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.</p> <p>IV.3.2.35. Odbiorcy posiadający obiekty, dla których opracowano plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej stosują się do przekazanych przez służby dyspozytorskie oraz ruchowe PCC EB powiadomień dotyczących wprowadzanych ograniczeń.</p>
IV.3.3.3.	<p>Pkt IV.3.3.3. otrzymuje brzmienie:</p> <p>W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt IV.3.2.20. oraz IV.3.2.32. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w § 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.</p>
IV.3.4.1.1.	<p>Pkt IV.3.4.1.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>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:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) gdy jest to konieczne do zapobieżenia rozprzestrzenianiu się lub pogarszaniu stanu zagrożenia;</li> <li>2) wystąpił stan odbudowy lub stan zaniku zasilania;</li> <li>3) wystąpiło zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej uniemożliwiającego zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci;</li> <li>4) wystąpiło zagrożenie bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci lub zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.</li> </ol> <p>Tryb awaryjny sieciowy w przypadkach, o których mowa w pkt 3) i 4) może być wprowadzony nie dłużej niż na okres 72 godzin.</p>
IV.3.4.1.7. ppkt 4)	<p>Pkt IV.3.4.1.7. ppkt 4) otrzymuje brzmienie:</p> <p>4) PCC EB</p>
IV.3.4.2.5. ppkt 4)	<p>Pkt IV.3.4.2.5. ppkt 4) otrzymuje brzmienie:</p> <p>4) PCC EB</p>

IV.3.4.2.6.	Pkt IV.3.4.2.6. otrzymuje brzmienie: OSP wydaje OSDp polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami modułów wytwarzania energii ujętych w TCM – wykaz SGU opracowanym na podstawie art. 11 ust. 4 lit. c) oraz art. 23 ust. 4 lit c) NC ER, czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.
IV.3.5.2.	Pkt IV.3.5.2. otrzymuje brzmienie: Układ SCO instaluje PCC EB. O okoliczności zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych: PCC EB informuje OSDp.
IV.3.6.	Zostaje usunięty pkt IV.3.6.

IV.4.	Zostaje dodany pkt IV.4. o treści:
IV.4.	WYMAGANIA DLA UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI
IV.4.1.	<p>Odbiorca lub wytwórca będący posiadaczem SGU oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) stosuje wymagania w zakresie obrony i odbudowy systemu określone dla nowo przyłączanych do sieci instalacji odbiorczych, modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej,</li> <li>2) wdraża wymagane funkcjonalności na etapie budowy instalacji odbiorczej, modułu wytwarzania energii lub magazynu energii elektrycznej,</li> <li>3) potwierdza wdrożenie i posiadanie wymaganych zdolności przez wykonanie z wynikiem pozytywnym testów odbiorowych i sprawdzających,</li> <li>4) przygotowuje we współpracy z PCC EB harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu,</li> <li>5) raportuje PCC EB wykonanie testów odbiorowych i testów sprawdzających,</li> <li>6) wdraża programy naprawcze po testach zakończonych wynikiem negatywnym oraz powtarza testy.</li> </ol>
IV.4.2.	Wytwórca, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzi 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, opracowuje i przedstawia PCC EB 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 PCC EB współpracuje z PCC EB w zakresie określenia i spełnienia wymogów utrzymania zdolności technicznych na potrzeby obrony i odbudowy systemu oraz ich monitorowania.
IV.4.5.	<p>W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci PCC EB:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należytym stanie technicznym,</li> <li>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),</li> <li>3) niezwłocznie informuje PCC EB 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,</li> <li>4) bez uzgodnienia z PCC EB nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.</li> </ol>



IV.4.6.	<p>PCC EB 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:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1) rozdzielnie będące własnością PCC EB,</li><li>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,</li><li>3) inne rozdzielnie niezbędne do właściwego przeprowadzenia procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego określone w drodze uzgodnienia między OSP a PCC EB,</li><li>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.”</li></ol>
---------	---

IV.5.	Zostaje dodany pkt IV.5. o treści:
IV.5.	REDYSPONOWANIE NIERYNKOWE
IV.5.1.	Redysponowanie jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej i odpowiedzi odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych może być stosowane przez OSP, OSDp lub PCC EB 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 OSDp lub PCC EB 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 OSDp, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PCC EB przyłączonego do sieci OSDp.
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, może wydać: <ul style="list-style-type: none"> <li>a) PCC EB bezpośrednio jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PCC EB, lub</li> <li>b) PCC EB za pośrednictwem OSDn przyłączonego do sieci PCC EB, 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,</li> <li>c) OSDp za pośrednictwem PCC EB, przyłączonego do sieci OSDp, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PCC EB lub do sieci dystrybucyjnej innego OSDn przyłączonego do sieci PCC EB.</li> </ul>
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 OSDp lub PCC EB a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku

	zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.”
V.1.	<p>Pkt V.1. otrzymuje brzmienie: PCC EB współpracuje z następującymi operatorami:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) OSP,</li> <li>b) OSD,</li> <li>c) sprzedawcami,</li> <li>d) POBZ,</li> <li>e) DUB,</li> <li>f) OHT,</li> <li>g) OH,</li> <li>h) OP</li> </ul> <p>oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej oraz operatorami ogólnodostępnych stacji ładowania („OOSŁ”).</p>
V.2.	<p>Pkt V.2. otrzymuje brzmienie: PCC EB, realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP, WDB oraz IRiESD OSDp obowiązki w zakresie współpracy z OSP \za pośrednictwem OSDp, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.</p>
V.3.	<p>Pkt V.3. otrzymuje brzmienie: Zasady i zakres współpracy PCC EB z OSDp, są określone w niniejszej IRiESD, IRiESP, WDB i IRiESD OSDp oraz IWR, a także w stosownych umowach zawartych pomiędzy PCC EB i OSDp.</p>
VI.1.1. lit. g)	<p>Pkt VI.1.1. lit. g) otrzymuje brzmienie: g) wprowadza przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców,</p>
VI.1.1. lit. i)	<p>Pkt VI.1.1. lit. i) otrzymuje brzmienie: i) zbiera i przekazuje do OSP, za pośrednictwem OSDp, dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP, w tym dane i informacje określone w kodeksie sieciowym SO GL,</p>
VI.1.1. lit. j)	<p>Pkt VI.1.1. lit. j) otrzymuje brzmienie: j) wprowadza redysponowanie nierynkowe modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, które odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESP.</p>
VI.2.5. lit. b)	<p>Pkt VI.2.5. lit. b) otrzymuje brzmienie: b) pracą modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB,</p>
VI.2.12. lit. a)	<p>Pkt VI.2.12. lit. a) otrzymuje brzmienie: a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,</p>
VI.4.3.	<p>Pkt VI.4.3. otrzymuje brzmienie: Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb i poziomu napięcia obejmuje:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,</li> <li>b) wymagane poziomy napięcia,</li> <li>c) wartości mocy zwarciovych,</li> <li>d) rozprawy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,</li> <li>e) dopuszczalne obciążenia,</li> <li>f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,</li> <li>g) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,</li> <li>h) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,</li> <li>i) harmonogram pracy transformatorów,</li> </ul>

	j) wykaz jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci.
VI.5.3.	<p>Pkt VI.5.3. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Użytkownicy systemu zgłaszający do PCC EB propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>nazwę rozdzielni i elementu,</li> <li>inicjatora prac,</li> <li>proponowany termin wyłączenia,</li> <li>operatywną gotowość – rozumianą jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,</li> <li>typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),</li> <li>opis wykonywanych prac,</li> <li>w zależności od potrzeb schemat, harmonogram prac i program łączeniowy.</li> </ol>
VI.5.4.	<p>Pkt VI.5.4. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Użytkownicy systemu zgłaszający do PCC EB potrzebę wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 3 dni, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. PCC EB ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.</p> <p>Uzgodnione z TAURON Dystrybucja harmonogramy dostarczane są najpóźniej w terminie zgłaszania wyłączeń do planu tygodniowego.</p> <p>PCC EB i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.</p>
VI.5.6.	<p>Pkt VI.5.6. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.</p>
VI.6.1.	<p>Pkt VI.6.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi lub próbami systemowymi.</p>
VI.6.3. lit. a)	<p>Pkt VI.6.3. lit. a) otrzymuje brzmienie:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>dane techniczne załączanego elementu sieci,</li> </ol>
VI.7. i VI.8.	Zostają usunięte pkt. VI.7. i VI.8.
VIII.1.	<p>Pkt VIII.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>VIII. 1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ</p> <p>VIII.1.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III-V.</p> <p>VIII.1.1.1. Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s zawiera się w przedziale:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>50 Hz <math>\pm</math> 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,</li> <li>50 Hz + 4% / – 6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.</li> </ol> <p>VIII.1.1.2. W każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłeń +/-10% napięcia znamionowego.</p> <p>VIII.1.1.3. Przez 95% czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1</p> <p>VIII.1.1.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej,</li> <li>dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:</li> </ol>

	Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
	nie będące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmo- nicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej ( $u_h$ )
	Rząd harmo- nicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej ( $u_h$ )	Rząd harmo- nicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej ( $u_h$ )		
	5	6% 5%	3	5%	2	2%
	7	3,5%	9	1,5% 0,5%	4	1%
	11	3%	15	0,5%	>4	0,5%
	13	2%	>15			
	17	1,5%				
	19	1,5%				
	23	1,5%				
	25	0,5+ 25/h				
	>25					
	<p>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 8%.</p> <p>VIII.1.1.6. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.</p> <p>VIII.1.1.7. PCC EB zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) użytkownik systemu pobiera z sieci lub wprowadza do sieci moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą,</li> <li>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,</li> <li>3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.</li> </ol> <p>VIII.1.2. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej VI</p> <p>VIII.1.2.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa</p>					
VIII.2.	<p>Pkt VIII.2. otrzymuje brzmienie:</p> <p>VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ</p> <p>VIII.2.1. Ustala się następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) planowane,</li> <li>2) nieplanowane.</li> </ol>					

	<p>VIII.2.2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na przerwy:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;</li> <li>2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;</li> <li>3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;</li> <li>4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;</li> <li>5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.</li> </ol> <p>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</p> <p>VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.</p> <p>VIII.2.5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:       <ol style="list-style-type: none"> <li>a)przerwy planowanej – 16 godzin,</li> <li>b) przerwy nieplanowanej – 24 godzin.</li> </ol> </li> <li>2) przerw w roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:       <ol style="list-style-type: none"> <li>a)przerw planowanych – 35 godzin,</li> <li>b) przerw nieplanowanych – 48 godzin.</li> </ol> </li> </ol> <p>VIII.2.6. PCC EB 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:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) wskaźnik:       <ol style="list-style-type: none"> <li>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,</li> <li>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.</li> </ol> </li> <li>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.</li> </ol> <p>Dla każdego z wskaźników, o których mowa powyżej, podaje się liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.</p>
VIII.4.1.	<p>Pkt VIII.4.1. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej z sieci,</li> <li>2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,</li> <li>3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,</li> </ol>

	<p>4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:</p> <p>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,</p> <p>b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;</p> <p>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.</p> <p>5) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:</p> <p>a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,</p> <p>b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,</p> <p>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;</p> <p>6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,</p> <p>7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych Taryfy PCC EB,</p> <p>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,</p> <p>9) na wniosek odbiorcy dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne 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 Prawo energetyczne albo ustalonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej w umowie, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie PCC EB,</p> <p>10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie PCC EB za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,</p> <p>11) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 6) lub 9).</p>
VIII.4.2.	<p>Pkt VIII.4.2. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Reklamacje odbiorcy dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego są rozpatrywane na zasadach i w terminach określonych w pkt II.4.7.1.</p>
A.1.3.	<p>Zostaje dodany pkt A.1.3. o treści:</p>

	Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EC i posiadające zawarte z PCC EB umowy dystrybucji, mogą być URB zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w WDB. Wówczas taki podmiot powinien mieć zawartą również umowę przesyłową z OSP oraz umowę dystrybucyjną z OSDp.
A.1.4.	Zostaje dodany pkt A.1.4. o treści: PCC EB 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 OSDp, zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy OSDp a PCC EB oraz odpowiednio zapisami WDB lub IRiESD OSDp i IRiESD PCC EB.
A.1.5.	Zostaje dodany pkt A.1.5. o treści: Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB i który posiada umowę dystrybucji z PCC EB albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą posiadającym zawartą GUD-K z PCC EB - jest URD.
A.2.1. lit. n)	Pkt A.2.1. lit. n) otrzymuje brzmienie: n) zasady współpracy dotyczące usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, tj. interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców lub interwencyjnego ofertowego zwiększenia poboru mocy przez odbiorców,
A.2.2.	Pkt A.2.2. otrzymuje brzmienie: Obszar sieci, dla którego PCC EB wykonuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDp, dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami obejmuje sieć dystrybucyjną PCC EB.
A.2.3.	Pkt A.2.3. otrzymuje brzmienie: Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują: a) PCC EB, b) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PCC EB, c) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD z PCC EB, d) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD-K z PCC EB, e) sprzedawców pełniących na obszarze PCC EB funkcję sprzedawcy rezerwowego, f) „sąsiednich OSDn” tzn. OSDn, których sieci są połączone wyłącznie z siecią PCC EB, a więc których sieci nie są połączone z sieciami OSDp, g) POBZ działających na obszarze PCC EB, h) DUB działających na obszarze PCC EB, i) podmioty pełniące, zgodnie z WDB, funkcje OH lub OHT i reprezentujące podmioty wymienione w punktach od a) do h) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej PCC EB.
A.3.1.	Pkt A.3.1. otrzymuje brzmienie: Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie RB jest OSP. Zasady funkcjonowania RB, w tym obszar RB, określają WDB. Na RB działają URB, którymi mogą być: 1) POBZ, 2) DUB. URB może być jednocześnie POBZ i DUB. POBZ 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.
A.3.3.	Pkt A.3.3. otrzymuje brzmienie:



	<p>PCC EB uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym przekazując niezbędne w tym zakresie dane OSDp.</p> <p>W ramach obszaru RB wyróżnia się następujące MB:</p> <p>a) fizyczne MB (FMB) - jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej,</p> <p>b) wirtualne MB (MBWMB) – jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii elektrycznej niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii elektrycznej.</p>
A.3.4.	<p>Pkt A.3.4. otrzymuje brzmienie:</p> <p><math>F</math>MB mogą reprezentować dostawy energii elektrycznej realizowane:</p> <p>a) bezpośrednio w tej lokalizacji sieci (<math>F_Z</math>MB), jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB, oraz</p> <p>b) we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, przyłączonych lub reprezentowanych w tej lokalizacji sieci (<math>F_D</math>MB).</p> <p>Ze względu na wartości atrybutów <math>F_D</math>MB występują następujące oznaczenia typów <math>F_D</math>MB:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>MB_O</math>, <math>MB_W</math> - reprezentujące dostawy energii elektrycznej URD, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB,</li> <li>• <math>MB_{OSD}</math> - reprezentujące wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja oraz sąsiednich OSDp,</li> <li>• <math>A_{FD}MB</math> - reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB; obowiązują odpowiednio następujące oznaczenia typów <math>A_{FD}MB</math>: <math>MB_{AO}</math>, <math>MB_{AW}</math>, <math>MB_{AH}</math>, <math>MB_{AZ}</math>, <math>MB_{AM}</math>, <math>MB_{AI}</math>).</li> </ul>
A.3.5.	<p>Pkt A.3.5. otrzymuje brzmienie:</p> <p>URD jest bilansowany handlowo na RB przez <math>POB_Z</math>.</p> <p><math>POB_Z</math> jest wskazywany przez:</p> <p>a) sprzedawcę – w GUD lub GUD-K zawartej z PCC EB,</p> <p>b) <math>URD_W</math>,</p> <p>c) <math>URD_{ME}</math>.</p> <p>Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego PPE dokonuje tylko jeden <math>POB_Z</math>.</p>
A.3.6.	<p>Pkt A.3.6. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Ustanowienie lub zmiana <math>POB_Z</math> odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E niniejszej IRiESD-Bilansowanie.</p>
A.3.8. lit. d)	<p>Pkt A.3.8. lit. d) otrzymuje brzmienie:</p> <p>d) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami i <math>POB_Z</math>.</p>
A.4.3.3. lit. f)	<p>Zostaje usunięty pkt A.4.3.3. lit. f).</p>
A.4.3.12.	<p>Zostaje dodany pkt A.4.3.12. o treści:</p> <p>Podmiot zamierzający pełnić funkcję DUB na zasobach przyłączonych do sieci PCC EB, musi spełnić wymagania zawarte w pkt A.11., w tym zawrzeć umowę dystrybucji z PCC EB. Podmiot ten musi także zawrzeć umowę dystrybucji z OSDp na zasadach uregulowanych w IRiESD OSDp.</p> <p>Umowa dystrybucji zawierana przez PCC EB z DUB powinna zawierać w szczególności następujące elementy:</p> <p>a) oświadczenie DUB o zawarciu umowy przesyłowej umożliwiającej świadczenie usług bilansujących na RB,</p> <p>b) oświadczenia DUB o zawarciu umowy dystrybucyjnej z OSDp;</p> <p>c) kod identyfikacyjny DUB na RB,</p>

	<p>d) dane o posiadanych przez podmiot odpowiednich koncesjach – jeżeli jest taki wymóg prawny,</p> <p>e) osoby upoważnione do kontaktu z PCC EB oraz DUB, a także ich dane teleadresowe,</p> <p>f) zasady zmiany DUB reprezentującego zasób URD,</p> <p>g) wykaz zasobów, z wykorzystaniem których DUB świadczy usługi bilansujące na RB,</p> <p>h) oświadczenie DUB, że posiada umocowanie właścicieli poszczególnych zasobów do korzystania z tych zasobów i rozporządzania tymi zasobami przez DUB, zgodnie z zapisami WDB,</p> <p>i) zasady informowania DUB o zmianie POBZ dla zasobów URD, dla których DUB świadczy usługi bilansujące,</p> <p>j) zobowiązanie DUB do niezwłocznego informowania PCC EB o zaprzestaniu lub zawieszeniu działalności na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących,</p> <p>k) zasady rozwiązania 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.</p>
A.5.2.	<p>Pkt A.5.2. otrzymuje brzmienie:</p> <p>W ramach obowiązków współpracy z OSP w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG - OSDp we współpracy z PCC EB m.in. na podstawie informacji uzyskiwanych od PCC EB – realizuje w szczególności następujące zadania także dla obszaru sieci PCC EB:</p> <p>a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB<sub>Z</sub>,</p> <p>b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania PPE do zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB<sub>Z</sub>,</p> <p>c) uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej do świadczenia usług bilansujących na RB,</p> <p>d) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych AFD<sub>MB</sub> wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB,</p> <p>e) przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych AFD<sub>MB</sub> wraz z informacją o POB<sub>Z</sub> tych zasobów,</p> <p>f) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB<sub>Z</sub> i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB<sub>Z</sub>,</p> <p>g) rozpatruje reklamacje POB<sub>Z</sub> dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,</p> <p>h) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD, z wykorzystywaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, do poszczególnych AFD<sub>MB</sub> poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych AFD<sub>MB</sub> poszczególnych JG należących do DUB,</p> <p>i) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych AFD<sub>MB</sub> poszczególnych JG oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,</p> <p>j) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania RB oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,</p> <p>k) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie POB<sub>Z</sub> lub DUB przez zasoby należące do URD.</p>
A.5.3. lit. b)	<p>Pkt A.5.3. lit. b) otrzymuje brzmienie:</p> <p>b) przyporządkowuje sprzedawców, URDW oraz URDME do poszczególnych MB, przydzielonych POBZ, na podstawie GUD lub GUD-K oraz umów dystrybucji,</p>

A.5.10. lit d)	Pkt A.5.10. lit d) otrzymuje brzmienie: d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej, które są podrzędne do PPE, PCC EB nie nadaje odrębnego kodu PPE,
A.5.11.	Pkt A.5.11. otrzymuje brzmienie: Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE: a) jeżeli w układzie pomiarowo-rozliczeniowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (np. rezerwowy) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE, b) jeżeli w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego wchodzi liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE, c) w budynkach wielolokalowych każdy PPE dla którego została zawarta z URD odrębna umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa - posiada odrębny kod PPE, d) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka punktów poboru energii, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE, e) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.
A.6.3.	Pkt A.6.3. otrzymuje brzmienie: Warunkiem współpracy PCC EB z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym w odniesieniu do poszczególnych sprzedawców i POBZ jest obowiązywanie odpowiednich umów o świadczenie usług dystrybucji, zawartych z tymi podmiotami zarówno przez PCC EB jak i przez OSDp.
A.10.	Pkt A.10. otrzymuje brzmienie:

## **A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUGI IRP**

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. Postanowienia ogólne

A.10.2.1.1. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.10.2.1.2. ORed to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających kryteria:

- 1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci;
- 2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:
  - a) spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD 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 Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR) OSDp oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDp),
  - c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie do OSDn w trybie dobowym poprzez system wskazany przez OSDn oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla 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 usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej są przyłączone inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDn.

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

- 1) OSP we współpracy z PCC EB – jeśli ORed jest przyłączony do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej OSDn;
- 2) OSDp we współpracy z PCC EB - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp i PCC EB;

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

- 3) PCC EB we współpracy z OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci PCC EB;

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

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

PCC EB wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy PCC EB 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 PCC EB połączonego przynajmniej z dwoma OSDp, Certyfikat dla ORed rejestruje, we współpracy z pozostałymi OSDp, ten OSDp, do którego PCC EB prześle 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 i 6a ustawy Prawo energetyczne.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

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

2) Mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

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

#### **A.10.22. Certyfikacja w trybie podstawowym**

##### A.10.2.2.1.

Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt. A.10.2.1.5. ppkt. 1) lit. a) dokonywana jest na poniższych zasadach.

##### A.10.2.2.2.

OSD 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);
- 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);
- 3) Odpowiednio PCC EB albo OSDp 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 ppkt 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, wówczas odpowiednio OSDp albo PCC EB wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSDp albo PCC EB 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 OSDp albo PCC EB 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. pkt 1).

### **A.10.2.3. Certyfikacja w trybie dodatkowym**

**A.10.2.3.1.** Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.2.1.5. pkt 1) lit. b) i 2) dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.3.2. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wnioski o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

- 1) OSDp – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp;
- 2) PCC EB – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej PCC EB.

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 e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed);
- 2) Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
- 3) Dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
- 4) Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt A.10.2.1.2.;
- 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 energii elektrycznej;
- 6) Oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:

- a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
  - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez PCC EB do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci PCC EB),
  - 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, OSDp albo PCC EB 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 PCC EB lub upoważniony przez niego podmiot, składa do PCC EB 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 PCC EB adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej PCC EB.

Na każde żądanie PCC EB, Odbiorca w ORed dostarczy do PCC EB 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.10.2.1.2. ppkt 2) skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSDp albo PCC EB niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.10.2.3.56. Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.1.3 pkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo PCC EB 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 OSDp albo PCC EB wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.2.3.8. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do PCC EB, PCC EB, 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 OSDp.

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

Na każde żądanie OSDp, PCC EB dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.10.2.1.4. ppkt. 3), albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela PCC EB.

PCC EB 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 OSDp albo PCC EB.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez PCC EB, PCC EB przekazuje ten certyfikat do OSDp celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia przed ww. terminem wydania certyfikatu.

#### **A.10.2.4. 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 SN w sieci dystrybucyjnej PCC EB lub OSDp;
- 3) Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt. A.10.2.4.5. zdanie trzecie;
- 4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSDp, o którym mowa w pkt. A.5.10. (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego odpowiednio OSDp i PCC EB 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.10.2.4.4ppkt 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., OSDp albo OSDp upoważniony przez PCC EB, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

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

A.10.2.4.3. 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 OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

- 1) Zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
  - a) PCC EB do OSDp i OSDp do OSP,
  - b) 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 energii elektrycznej,
  - b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
  - c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
  - d) wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
  - e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSDp albo PCC EB w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do PCC EB. Następnie PCC EB informuje OSDp o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

Na każde żądanie OSDp, PCC EB dostarczy do OSDp 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 ORed 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 OSDp 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 OSDp albo OSDp upoważniony przez PCC EB, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) Gdy OSDp albo PCC EB pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.10.2.1.2.; PCC EB przekazuje informację w tym zakresie do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR.
- 2) Wstrzymania świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej Odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Odpowiednio OSDp albo PCC EB informuje Odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

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

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi IRP. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny” wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowych dla ORed przez OSDp 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 OSDp albo OSDp upoważniony przez PCC EB 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 PCC EB, operator ten przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do właściwego OSDp celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR.

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

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

A.10.2.4.9. 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 swojej stronie internetowej.

A.10.2.1.4.1 OSDp i PCC EB, 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 za pośrednictwem OSDp - po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP, w wyniku wezwania do redukcji w ramach tej usługi.

OSDp, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie n+4) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDp przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. A.10.3.7. – A.10.3.9.

OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci PCC EB, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od PCC EB, 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, OSDp 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 OSDp.
- A.10.3.5. PCC EB przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe dotyczących PPE przyłączonych do jej sieci 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 OSDp,
  - 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.

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

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

- A.10.3.6. OSDp przekazuje do 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 OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby d+1 do doby d+4.
- A.10.3.8. Do 5 dnia kalendarzowego po zakończeniu miesiąca m, PCC EB dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSDp danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci PCC

EB i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym m+1 do OSDp zgodnie z pkt. A.10.3.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp do OSP za miesiąc m od 1 do 5 dnia kalendarzowego 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 OSDp o dane pomiarowe wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym m+1 OSP do rozliczenia przyjmuje dane, o których mowa w pkt. A.10.3.7.

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

A.10.3.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez PCC EB do OSDp danych pomiarowych.

Korekty powinny być wykonane w takim terminie, aby OSDp mógł po ich otrzymaniu dokonać następnie korekt danych pomiarowych do OSP w terminach określonych w IRiESP i IRiESD OSDp.

A.10.3.10.

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

A.11.	Pkt A.11. otrzymuje 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: <ol style="list-style-type: none"> <li>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</li> <li>2) w odniesieniu do których został umocowany przez ich właścicieli do korzystania i rozporządzania w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących</li> </ol> <p>świadczy usługi bilansujące oraz podlega rozliczeniom w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.</p>
A.11.1.2.	Świadczenie przez DUB usług bilansujących na rzecz OSP, z wykorzystaniem zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB odbywa się zgodnie z WDB, IRiESD OSDp oraz IRiESD. <p>Warunkiem świadczenia tych usług jest zawarcie przez DUB z OSDp umowy dystrybucji oraz z PCC EB umowy, o której mowa w pkt A.4.3.12.</p>

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.	<p>Dla potrzeb świadczenia usług bilansujących przyporządkowanie do JG zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB jest realizowane:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>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,</li> <li>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,</li> </ol> <p>przy czym każde PPE lub zbiór PPE definiujący pojedynczy zasób może być przyporządkowany tylko do jednej JG.</p>
A.11.1.5.	<p>PCC EB we współpracy z OSDp:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PCC EB, przyporządkowanie tego zasobu do węzła sieci łączącego sieć SN z siecią o napięciu znamionowym 110 kV, w podziale na szyny po stronie SN, na potrzeby świadczenia usług bilansujących,</li> <li>2) współpracuje z OSP za pośrednictwem OSDp w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB,</li> <li>3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do JB i JG zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB, w szczególności w zakresie danych pomiarowych.</li> </ol>
<b>A.11.2.</b>	<b>Zasady kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących</b>
A.11.2.1.	<p>Proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących prowadzony jest przez OSP w trybie określonym w WDB.</p> <p>OSDp uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB.</p> <p>Dokumenty i informacje przekazywane pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w procesie kwalifikacji, w tym pomiędzy OSDp a PCC EB, powinny być przekazywane w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym.</p>
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 PCC EB połączonej z siecią dystrybucyjną OSDp, OSP w ramach weryfikacji, o której mowa w pkt A.11.2.2, przesyła wniosek dotyczący przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących do



	<p>OSDp, w celu weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez dany zasób lub grupę zasobów.</p> <p>A.11.2.4. OSDp, we współpracy z PCC EB, 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:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>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,</li> <li>2) wskazanych koncesji lub wpisów do rejestru, jeżeli działalność gospodarcza dotycząca zasobu wskazanego we wniosku wymaga, zgodnie z Ustawą, koncesji albo wpisu do rejestru,</li> <li>3) zapewnienia zgodności układów pomiarowo-rozliczeniowych z wymaganiami technicznymi określonymi w IRiESD, w szczególności z uwzględnieniem, że układ ten: <ol style="list-style-type: none"> <li>a. jest wyposażony w LZO, rejestrujący dane pomiarowe w okresach zgodnych z OREB,</li> <li>b. umożliwia pozyskanie danych pomiarowych w trybie dobowym do systemu zdalnego odczytu OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony,</li> </ol> </li> <li>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,</li> <li>5) weryfikacji proponowanego składu JG w odniesieniu do miejsca przyłączenia poszczególnych zasobów mających tworzyć JG w zakresie spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci.</li> </ol> <p>PCC EB 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 PCC EB.</p> <p>OSDp może wystąpić z wnioskiem do OSP o wydłużenie czasu weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3.</p>
A.11.2.5.	<p>OSDp przekazuje do OSP oraz PCC EB wynik weryfikacji.</p> <p>W wyniku weryfikacji OSDp 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 OSDp, 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 OSDp przekazuje analizę uzasadniającą wynik weryfikacji.</p>
A.11.2.6.	<p>Po zakończeniu przez OSP weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3., OSP przesyła OSDp dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.</p>
A.11.2.7.	<p>OSP realizuje proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących zgodnie z WDB. W ramach realizacji procesu OSP przesyła OSDp dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.</p>
<b>A.11.3.</b>	<b>Zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb usług bilansujących</b>

<p>A.11.3.1.</p> <p>A.11.3.2.</p> <p>A.11.3.3.</p> <p>A.11.3.4.</p> <p>A.11.3.5.</p>	<p>Przekazywanie OSP danych pomiarowych dla zasobów URD lub grupy zasobów URD realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.</p> <p>OSDp 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.</p> <p>Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDp do OSP danych pomiarowych zgodnie z WDB.</p> <p>Dane pomiarowe dotyczące zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PCC EB są udostępniane DUB wyłącznie przez OSP.</p> <p>PCC EB, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, zobowiązany jest do przekazywania OSDp 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. IRiESD OSDp.</p> <p>PCC EB przekazuje OSDp dane pomiarowe, dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, na wskazany przez OSDp dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) z dokładnością do 0,001 MWh.</p> <p>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. IRiESD OSDp.</p>
<p>C.1.11.</p>	<p>Pkt C.1.11. otrzymuje brzmienie:</p> <p>Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, PCC EB udostępnia następujące dane pomiarowe:</p> <p>a) Sprzedawcom:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych oraz w każdym przypadku wpływającym na rozliczenie usługi dystrybucji pomiędzy sprzedawcą a URD, w szczególności w przypadku zmiany taryfy PCC EB, zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego, zmiany odbiorcy przyjętej przez PCC EB, także w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej z wyłączeniem przypadku zmiany taryfy PCC EB, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucyjnych,</li> <li>- za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane pomiarowe URD, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, po ich pozyskaniu przez PCC EB zgodnie z pkt. C.1.3. lit. a),</li> <li>- oddzielnie w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej dane o ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez URD posiadającego mikroinstalację.</li> </ul> <p>b) URD:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- o zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,</li> <li>- dane pomiarowe URD, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN – na zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie dystrybucji lub odrębnej umowie zawartej pomiędzy URD a PCC EB;</li> </ul>

	zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom. Dane pomiarowe są udostępniane z dokładnością do 1kWh.
D.3.4. lit. g)	Pkt D.3.4. lit. g) otrzymuje brzmienie: g) zasadach ustanawiania i zmiany POB <sub>z</sub> ,
E.1.	Pkt E.1. otrzymuje brzmienie: Procedura ustanawiania i zmiany POBZ przebiega zgodnie z zapisami IRiESD oraz WDB. POBZ jest ustanawiany przez: 1) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URDO, przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej PCC EB; 2) URDW, przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PCC EB; 3) URDME przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PCC EB. W przypadku URDo, POBZ jest wskazywany przez sprzedawcę, który zawarł z tym URDo umowę sprzedaży albo umowę kompleksową. POBZ może być wyłącznie podmiot, który posiada także zawartą umowę dystrybucyjną w tym zakresie z OSDp. Sprzedawca, URDW lub URDME nie może wskazać innego POBZ w generalnej umowie dystrybucyjnej zawartej z PCC EB, niż ten, który został wskazany w generalnej umowie dystrybucyjnej zawartej z OSDp.
E.2.	Pkt E.2. otrzymuje brzmienie: Proces ustanawiania i zmiany POBZ przez sprzedawcę, URDW lub URDME, jest realizowany przez OSDp. Natomiast w procesie tym bierze udział PCC EB według następującej procedury: 1) Sprzedawca, URDW, URDME lub nowy POB <sub>z</sub> powiadamia PCC EB oraz OSDp, na formularzu, który jest zamieszczony na stronie internetowej OSDp, o ustanowieniu lub zmianie POBZ; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POBZ jak i sprzedawcę, URDW lub URDME; 2) OSDp dokonuje weryfikacji poprawności otrzymanego powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych od jego otrzymania, pod względem poprawności i zgodności z IRiESD OSDp oraz zawartymi umowami dystrybucji 3) Nowy POB <sub>z</sub> musi mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z zarówno z OSDp jak i z PCC EB. 4) Zarówno w przypadku sprzedawcy jak i w przypadku URDW lub URDME weryfikacji powiadomień określonych powyżej dokonuje OSDp na zasadach określonych w IRiESD OSDp. 5) W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia o zmianie POB <sub>z</sub> OSDp informuje sprzedawcę, URDW lub URDME, dotychczasowego POB <sub>z</sub> i nowego POB <sub>z</sub> o dacie, w której następuje zmiana POB. Sprzedawca, URDW lub URDME zobowiązany jest niezwłocznie poinformować o powyższym PCC EB, przedkładając kopię informacji otrzymanej od OSDp oraz wystąpić o zmianę generalnej umowy dystrybucyjnej z PCC EB w takim terminie, aby zmiana ta była możliwa przed datą zmiany POB <sub>z</sub> . Następnie PCC i EB dokonują zmiany generalnej umowy dystrybucyjnej w zakresie określenia POB <sub>z</sub> . 6) W przypadku negatywnej weryfikacji powiadomienia o zmianie POB OSDp informuje niezwłocznie nowego POB <sub>z</sub> oraz sprzedawcę, URDW lub URDME o przyczynach negatywnej weryfikacji. Sprzedawca, URDW lub URDME zobowiązany jest niezwłocznie poinformować o powyższym PCC EB.  Powiadomienie, o którym mowa w ppkt 1) powinno być wysłane w formie elektronicznej na dedykowany adres poczty elektronicznej OSDp lub zrealizowane poprzez dedykowany system informatyczny OSDp, o ile system ten umożliwi dokonywanie takich powiadomień. OSDp dopuszcza przekazanie powiadomienia w postaci papierowej.
E.3.	Pkt E.3. otrzymuje brzmienie:

	Ustanowienie lub zmiana POB <sub>Z</sub> następuje z pierwszym dniem określonym przez OSDp pod warunkiem że do tego czasu zostanie zmieniona - w zakresie określenia POB <sub>Z</sub> - umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta przez PCC EB ze sprzedawcą, URD <sub>W</sub> URD <sub>ME</sub> oraz zawarta lub zmieniona umowa o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy PCC EB i nowym POB <sub>Z</sub> .
E.4.	Pkt E.4. otrzymuje brzmienie: Z zastrzeżeniem pkt. E.2. – E.3., w przypadku, gdy POB <sub>Z</sub> wskazany przez sprzedawcę, URD <sub>W</sub> lub URD <sub>ME</sub> zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na rynku bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB <sub>Z</sub> na nowego POB <sub>Z</sub> wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego dla URD <sub>O</sub> lub na PCC EB w przypadku utraty POB <sub>Z</sub> przez URD <sub>W</sub> .
E.5.	Pkt E.5. otrzymuje brzmienie: Jeżeli URD <sub>W</sub> lub URD <sub>ME</sub> utraci wskazany przez siebie POB <sub>Z</sub> , wówczas URD <sub>W</sub> , w porozumieniu z PCC EB, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej PCC EB, a PCC EB ma prawo do wyłączenia tego URD <sub>W</sub> , bez ponoszenia przez PCC EB 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 PCC EB a URD <sub>W</sub> lub URD <sub>ME</sub> .
E.6.	Pkt E.6. otrzymuje brzmienie: PCC EB niezwłocznie po uzyskaniu od OSDp informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym przez POB <sub>Z</sub> powiadamia sprzedawcę URD <sub>W</sub> lub URD <sub>ME</sub> , którzy wskazali tego POB <sub>Z</sub> , o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB <sub>Z</sub> . W takim przypadku sprzedawca lub URD <sub>W</sub> jest zobowiązany do zmiany POB <sub>Z</sub> . Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału E.
E.7.	Pkt E.7. otrzymuje brzmienie: POB <sub>Z</sub> , który prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD <sub>W</sub> lub URD <sub>ME</sub> jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania PCC EB oraz wyżej wymienionego sprzedawcy. URD <sub>W</sub> lub URD <sub>ME</sub> , który go wskazał, o zawieszeniu lub zaprzestaniu niezależnie od przyczyny działalności na RB.
E.8.	Pkt E.8. otrzymuje brzmienie: Powiadomienie PCC EB o rozwiązaniu umowy o świadczenie usługi bilansowania handlowego pomiędzy POB <sub>Z</sub> i sprzedawcą, POB <sub>Z</sub> i URD <sub>W</sub> lub POB <sub>Z</sub> i URD <sub>ME</sub> powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez zainteresowane Strony, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed planowanym zakończeniem świadczenia usługi bilansowania handlowego.
G.6.	Zostaje dodany pkt G.6. o treści: W przypadku gdy okres rozliczenia niezbilansowania na RB jest krótszy niż jedna godzina, ustalenie ilości energii elektrycznej dla danego okresu rozliczania niezbilansowania dokonuje się dzieląc godzinowe ilości energii elektrycznej po równo na zawierające się w tym okresie okresy rozliczania niezbilansowania.
H.4.	Pkt H.4. otrzymuje brzmienie: PCC EB samodzielnie (bez udziału innego niż PCC EB 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;

	<ol style="list-style-type: none"> <li>2. udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwano z powodu awarii w sieci;</li> <li>3. powiadamianie, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się, 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,</li> <li>4. informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej: <ol style="list-style-type: none"> <li>a) 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,</li> <li>b) trzyletnim 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 innych warunków funkcjonowania sieci,</li> <li>c) 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.</li> </ol> </li> <li>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.</li> <li>6. przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez PCC EB dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt. II 3.2.2.;</li> <li>7. przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z taryfy PCC EB.</li> <li>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 PCC EB.</li> <li>9. niezwłoczne przekazywanie URD protokołów z czynności określonych w ppkt 5) lub protokołów z wykonania pomiarów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w pkt H.5. ppkt 5).</li> </ol>
H.5. ppkt 5)	<p>Pkt H.5. ppkt 5) otrzymuje brzmienie:</p> <p>reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do PCC EB przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. PCC EB dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. PCC EB niezwłocznie przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonymi w umowie kompleksowej lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w taryfie PCC EB,</p>
I.4. lit. d)	<p>Zostaje dodany pkt I.4. lit. d) o treści:</p> <p>d) maksymalne możliwe do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.</p>
	Słownik skrótów i definicji

DUL	Zostaje usunięty skrót DUL
DUB	Dostawca usług bilansujących
FPP	Zostaje usunięty skrót FPP
FRP	Fizyczny Rejestr Pomiarowy
JB	Jednostka bilansowa
JB <sub>os</sub>	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa
MB <sub>o</sub>	<sub>FD</sub> MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD <sub>o</sub> , reprezentujących odbiory energii elektrycznej
MB <sub>o</sub>	<sub>FD</sub> MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD <sub>o</sub> , reprezentujących odbiory energii elektrycznej
MB <sub>w</sub>	<sub>FD</sub> MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD <sub>w</sub> lub URD <sub>ME</sub> , reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
MB <sub>AH</sub>	<sub>AFD</sub> MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej
MB <sub>AI</sub>	<sub>AFD</sub> MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii, inne niż ciepłone, 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 <sub>AM</sub>	<sub>AFD</sub> MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej albo magazyn energii elektrycznej
MB <sub>AO</sub>	<sub>AFD</sub> MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory
MB <sub>AZ</sub>	<sub>AFD</sub> 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 <sub>AW</sub>	<sub>AFD</sub> MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii ciepłone
<sub>AFD</sub> MB	<sub>F</sub> 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
<sub>F</sub> MB	Fizyczne MB
<sub>FD</sub> MB	<sub>F</sub> MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
<sub>FZ</sub> MB	<sub>F</sub> MB, w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB
<sub>w</sub> MB	Ponadsieciowe (wirtualne) MB
POB <sub>OSD</sub>	POB będący OSDp

<b>POB<sub>Z</sub></b> <b>POB<sub>ZSU</sub></b>	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów POB <sub>Z</sub> ustanowiony przez sprzedawcę z urzędu na terenie danego OSD
<b>P<sub>lt</sub></b>	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P <sub>st</sub> , występujących w okresie 2 godz., zgodnie ze wzorem: $P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$ Gdzie: <i>i</i> – sekwencję wartości P <sub>st</sub>
<b>SCO</b>	Samoczynne częstotliwościowe odłączenie
<b>THD</b>	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 <sub>h</sub> – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej, h – rząd wyższej harmonicznej
<b>URD</b>	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDn
<b>Awaria techniczna</b>	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.
<b>Bilansowanie handlowe</b>  <b>Bilansowanie systemu</b>	Zgłaszanie OSP przez POB do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 EB GL dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL.  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.
<b>Dni robocze</b>  <b>Dostawca usług bilansujących</b>	Dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.  Dostawca usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 EB GL.
<b>Energia bilansująca Farma wiatrowa</b>	Energia bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 4 EB GL. Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
<b>Farma fotowoltaiczna</b> <b>MB</b>	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia. MB

<b>Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego</b>	Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej.
<b>Fizyczny rejestr pomiarowy</b>	Rejestr w LZO lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w PP.
<b>Fizyczny rejestr pomiarowy</b>	Rejestr w LZO lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w PP
<b>Grupy przyłączeniowe</b>	<p>Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) grupę I stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,</li> <li>b) grupę II stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,</li> <li>c) grupę III stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, jednak niższym niż 110 kV,</li> <li>d) grupę IV stanowią 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,</li> <li>e) grupę V stanowią 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,</li> <li>f) grupę VI stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i 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.</li> </ul>
<b>Instalacja odbiorcza</b>	Instalacja odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 1 NC DC.
<b>Jednostka bilansowa</b>	Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania.
<b>Jednostka grafikowa</b>	Zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej, określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące
<b>Jednostka odbiorcza</b>	Jednostka odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 4 NC DC
<b>Miejsce dostarczenia</b>	Miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony 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.



<b>Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego</b>	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.
<b>Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)</b>	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem RB, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POB <sub>z</sub> a URD.
<b>Moc bilansująca</b>	Moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 EB GL
<b>Moc umowna</b>	Moc czynna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci, określona w: <ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> <li>b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej pomiędzy OSP a OSD 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 pomiaroworozliczeniowych, albo</li> <li>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.</li> </ul>
<b>Moduł parku energii</b> <b>Moduł wytwarzania energii</b>	Moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 NC RfG  Moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 NC RfG
<b>Niezbilansowanie</b>	Niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 EB GL.
<b>Obszar RB</b>	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważą 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.
<b>Ograniczenia sieciowe</b>	Ograniczenia przesyłowe, o których mowa w art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943.
<b>Okres rozliczania</b>	Okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL określony w WDB

<b>niezbilansowania</b>	
<b>Operator pomiarów</b>	Podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie przekazywania i pozyskiwania danych pomiarowych do/od OSP zgodnie z WDB.
<b>Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie</b>	Podmiot w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943 uczestniczący w RB na podstawie umowy przesyłowej
<b>Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSDp</b>	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.
<b>Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów</b>	Podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie 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 niezbilansowanie przez właścicieli albo sprzedawców energii elektrycznej w przypadku zasobów odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
<b>Przerwa planowana</b>	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.
<b>Przerwa nieplanowana</b>	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.
<b>Rynek bilansujący</b>	Rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 EB GL.
<b>Rzeczywiste miejsce dostarczenia energii elektrycznej</b>	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
<b>Stan odbudowy systemu</b>	Stan odbudowy systemu, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 38 SO GL

<b>Stan zagrożenia</b>	Stan zagrożenia, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 37 SO GL
<b>Stan zaniku zasilania</b>	Stan zaniku zasilania, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 22 SO GL
<b>Sterowany odbiór</b>	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
<b>Umowa dystrybucji</b>	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 2 Ustawy
<b>Umowa przesyłowa</b>	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP
<b>Usługa IRP</b>	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP w postaci usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców Usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 EB GL
<b>Usługi bilansujące Usługi systemowe</b>	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
<b>Usługa IRP Usługi bilansujące Usługi systemowe</b>	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP w postaci usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców Usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 EB GL  Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
<b>Wytwórca</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
<b>Zakład wytwarzania energii</b>	Zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 NC RfG
<b>Zasilanie inicjalne</b>	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.
<b>Zastępcze dane pomiarowe</b>	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu.
<b>Zasób</b>	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, instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej

<b>Załącznik nr 1</b>	SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ORAZ MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ
11.1.4.	Pkt 11.1.4. otrzymuje brzmienie: 11.1.4. PCC EB, OSDp albo OSP mają prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej, przy czym wszystkie ww. funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich PCC EB. OSDp albo OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może, za pośrednictwem służb dyspozytorskich PCC EB, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci PCC EB.
11.2.2.	Zostaje usunięty pkt 11.2.2 i zmienia się kolejna numeracja w pkt. 11.2.