Warszawa, dnia 4 czerwca 2024 r.

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr inż. Rafał Gawin

DRR.WRE.4321.7.2024.ŁW

D E C Y Z J A

Na podstawie na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 8 w zw. z art. 9g ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266., dalej jako: „PE") oraz na podstawie art. 155 w zw. z art. 104 § 1 i 2 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2024 r. poz. 572., dalej jako: „KPA") w zw. z art. 30 ust. 1 PE,

po rozpatrzeniu wniosku
TAURON Dystrybucja S.A.
z siedzibą w Krakowie, ul Podgórska 25A,

z dnia 20 marca 2024 r., znak: TD24-03-0313821-01 o zatwierdzenie zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej określonych w Karcie aktualizacji nr 31/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, uzupełnionego pismem z dnia 21 maja 2024 r., znak: TD24-05-0301037-01,

postanawiam

1. zmienić decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 17 grudnia 2013 r., znak: DRR-4321-60(5)/2013/KSm, zatwierdzającą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, zmienioną decyzjami Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki: z dnia 26 czerwca 2015 r., znak: DRR-4321-3(4)/2015/MKo1, z dnia 13 stycznia 2016 r., znak: DRR-4321-11(9)/2015/2016/GMi1, z dnia 13 marca 2017 r., znak: DRR.WRE.4321.1.2017.ŁW, z dnia 28 kwietnia 2017 r., znak: DRR.WRE.4321.3.2017.ŁW; z dnia 23 marca 2018 r., znak: DRR.WRE.4321.8.2018.LK, z dnia 6 lipca 2018 r., znak: DRR.WRE.4321.9.2017.LK, z dnia 17 grudnia 2018 r., znak: DRR.WRE.4321.20.2018.PSt, z dnia 3 stycznia 2019 r., znak: DRR.WRE.4321.26.2018.LK, z dnia 18 kwietnia 2019 r., znak: DRR.WRE.4321.25.2018.LK, z dnia 29 maja 2019 r., znak: DRR.WRE.4321.5.2019.LK, z dnia 23 sierpnia 2019 r., znak: DRR.WRE.4321.3.2019.ŁW, z dnia 16 grudnia 2019 r. znak: DRR.WRE.4321.8.2019.ŁW, z dnia 11 sierpnia 2020 r., znak: DRR.WRE.4321.11.2020.MZS, z dnia 27 listopada 2020 r., znak; DRR.WRE.4321.15.2020.MZS, z dnia 22 grudnia 2020 r., znak: DRR.WRE.4321.21.2020.MZS, z dnia 22 kwietnia 2021 r., znak: DRR.WRE.4321.5.2021.AOr.JPa2, z dnia 10 grudnia 2021 r., znak: DRR.WRE.4321.12.2021.ŁW z dnia 23 grudnia 2021 r., znak: DRR.WRE.4321.16.2021.LK, z dnia 3 lutego 2022 r., znak: DRR.WRE.4321.8.2021.AOr, z dnia 3 lutego 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.6.2022.ŁW, z dnia 16 maja 2023 znak:

DRR.WRE.4321.1.2023.AOr.JPa2, z dnia 12 czerwca 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.6.2022.ŁW, z dnia 18 lipca 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.9.2023.ŁW z dnia 31 sierpnia 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.12.2023.LK, z dnia 20 września 2023 r., znak:DRR.WRE.4321.19.2023.LK, z dnia 22 września 2023 r., znak: DRR.WRE.4321.17.2023.ŁW, oraz z dnia 19 kwietnia 2024 r., znak: DRR.WRE.4321.3.2024.AOr poprzez zatwierdzenie zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej określonych w Karcie aktualizacji nr 31/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, stanowiącej załącznik nr 1 do niniejszej decyzji,

2. ustalić termin wejścia w życie zmian określonych w Karcie aktualizacji nr 31/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej na 14 czerwca 2024 r.

UZASADNIENIE

Pismem z dnia 20 marca 2024 r., znak: 23-06-0263126-01, uzupełnionym pismem z dnia 21 maja 2024 r., znak: TD24-05-0301037-01, TAURON Dystrybucja S.A. z siedzibą w Krakowie (dalej jako: „TAURON Dystrybucja" lub „OSD"), będąca operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedłożyła Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej jako: „Prezes URE") do zatwierdzenia projekt zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (dalej jako: „IRiESD") w formie Karty aktualizacji nr 31/2024 IRiESD (dalej jako: „Karta aktualizacji IRiESD").

Do wniosku został także załączony raport z konsultacji przeprowadzonych z użytkownikami systemu dotyczących projektu zmian w IRiESD określonych w projekcie Karty aktualizacji IRiESD.

Karta aktualizacji IRiESD obejmuje głównie zmiany wynikające z dostosowania IRiESD do nowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej jako: „IRiESP), nowych Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej jako: „WDB") oraz obowiązujących przepisów prawa.

Prezes URE pismem z dnia 10 maja 2024 r., znak: DRR.WRE.4321.7.2024.ŁW, wezwał stronę do dokonania zmian w przedłożonej Karcie aktualizacji IRiESD.

Pismem z pismem z dnia 21 maja 2024 r., znak: TD24-05-0301037-01, strona wykonała wyżej wskazane wezwanie.

W toku niniejszego postępowania Prezes URE ustalił i zważył, co następuje:

Zgodnie z art. 9 g ust. 1 PE operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

Operator systemu dystrybucyjnego informuje użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora

systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż miesiąc od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian, który to obowiązek został nałożony na operatorów systemów dystrybucyjnych w art. 9g ust. 2 PE.

TAURON Dystrybucja przeprowadziła proces konsultacji Karty aktualizacji IRiESD za pośrednictwem swojej strony internetowej w dniach od 13 lutego do 13 marca 2024 roku, a więc w okresie obejmującym jeden miesiąc. Komunikatem zamieszczonym na stronie internetowej TAURON Dystrybucja użytkownicy systemu zostali poinformowani o opublikowaniu projektu Karty aktualizacji IRiESD, o możliwości zapoznania się z tym projektem oraz o możliwości zgłaszania do niego uwag drogą elektroniczną we wskazanym wyżej terminie (sposób zgłaszania uwag został dokładnie opisany). Komunikacja z użytkownikami systemu poprzez ogłoszenia umieszczane na stronie internetowej jest powszechnie stosowaną przez OSD formą komunikacji, czyli znaną użytkownikom systemu. OSD wypełnił zatem obowiązek określony w art. 9g ust. 2 PE. Raport z konsultacji przedłożony przez OSD i opublikowany na jego stronie internetowej przedstawia listę podjętych w procesie konsultacji działań wraz z ich opisem oraz informację o sposobie uwzględniania uwag użytkowników systemu. W procesie konsultacji brały udział 2 podmioty.

Karta aktualizacji IRiESD zawiera głównie zmiany wynikające z obowiązku dostosowania IRiESD do nowej IRiESP, które zostały zatwierdzona decyzjami Prezesa URE z dnia 19 stycznia 2024 r. oraz z dnia 23 lutego 2024 r., znak: DRR.WRE.4320.4.2023.LK, a zgodnie z zgodnie z art. 9g ust. 8 PE w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zmian IRiESP, OSD jest zobowiązany do przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia zmian IRiESD wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia, Kolejny blok zmian wynika z dostosowania IRiESD do nowych WDB zatwierdzonych decyzjami Prezesa URE z dnia 27 września 2023 r. oraz z dnia 26 stycznia 2024 r., znak: DRR.WRE.744.17.2023.ŁW. Wyżej wskazane IRiESP i WDB wejdą w życie 14 czerwca 2024 r. i których to przyjęcie spowodowane jest w głównej mierze zmianami rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r., poz. 819, ze zm.).

Przedmiotowa Karta aktualizacji wprowadza szeroki zakres zmian względem dotychczas obowiązującej IRiESD, w tym:

- dostosowanie IRiESD do rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w szczególności w zakresie:

a) zasad przyłączenia do sieci,

b) zasad współpracy z OSD, których sieci nie posiadają połączenia z sieciami przesyłowymi („OSDn”),

c) zasad funkcjonowania Rynku Bilansującego,

d) wprowadzenia postanowień odnoszących się do świadczenia usług bilansujących,

e) wymagań technicznych określonych dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,

f) parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców,

g) dopuszczalnych zakłóceń, które mogą wprowadzać moduły wytwarzania energii przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;

- dostosowanie zapisów odnoszących się do bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, wynikających z postanowień IRiESP, m.in. poprzez usunięcie trybu ograniczenia poziomu napięć oraz aktualizację zapisów dotyczących trybu awaryjnego i trybu automatycznego;

- uwzględnienie zapisów IRiESP dotyczących redysponowania nierynkowego w odniesieniu do jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD (sieci TAURON Dystrybucja i sieci OSDn);

- dostosowanie IRiESD do WDB w szczególności w zakresie zmiany podstawowego okresu funkcjonującego na Rynku Bilansującym z 1-godziny na 15-minut a także uwzględnienia nowej struktury Rynku Bilansującego;

- zmianę IRiESD w zakresie zasad konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych;

- dodania ogólnych zasad współpracy dotyczących usług bilansujących świadczonych przez Dostawcę Usług Bilansujących (DUB) zgodnie z wymaganiami określonymi w WDB;

- aktualizację postanowień IRiESD w zakresie wprowadzonej w IRiESP do katalogu usług systemowych, usługi w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej (usługa IRP), która jest świadczona w postaci usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, zapewniającej PSE S.A. dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej w zakresie zmniejszenia odbioru energii elektrycznej.

Karta aktualizacji IRiESD w kształcie przedstawionym do zatwierdzenia Prezesowi URE nie budziła większych wątpliwości merytorycznych, jednakże zawierała kilka błędów oraz niekonsekwencji, które znalazły odzwierciedlenie w wezwaniu z dnia 10 maja 2024 r., znak: DRR.WRE.4321.7.2024.ŁW.

Pismem z dnia 21 maja 2024 r., znak TD24-05-0301037-01 TAURON Dystrybucja przekazał poprawioną Kartę aktualizacji IRiESD, w której wypełnił wszystkie wymogi wskazane w wezwaniu.

Prezes URE po ponownej analizie zmienionej Karty aktualizacji IRiESD uznał, iż w przedłożonym kształcie spełnia ona przesłanki do zatwierdzenia.

Zgodnie z art. 155 KPA decyzja ostateczna, na mocy której strona nabyła prawo, może być w każdym czasie za zgodą strony uchylona lub zmieniona przez organ administracji publicznej, który ją wydał, jeżeli przepisy szczególne nie sprzeciwiają się uchyleniu lub zmianie takiej decyzji i przemawia za tym interes społeczny lub słuszny interes strony.

Wobec okoliczności ustalonych przez Prezesa URE w przedmiotowej sprawie, mając na względzie, że za zmianą decyzji przemawia interes społeczny jak i słuszny interes strony, oraz że brak jest przepisów szczególnych sprzeciwiających się zmianie decyzji, należy uznać, że zachodzi podstawa do przychylenia się do wniosku TAURON Dystrybucja, to jest do zmiany decyzji Prezesa URE z dnia 17 grudnia 2013 r., znak: DRR-4321-60(5)/2013/KSm, z późniejszymi zmianami, poprzez zatwierdzenie zmian określonych w Karcie aktualizacji IRiESD . Wobec tego postanowiono jak w sentencji.

Jednocześnie uwzględniając wniosek TAURON Dystrybucja określono datę wejścia w życie postanowień określonych w Karcie aktualizacji IRiESD na 14 czerwca 2024 r. Należy dodać, że termin wejścia w życie nowych WDB, IRiESP oraz zmian IRiESD w dniu 14 czerwca 2024 r. łączy się z terminem wejścia w życie II etapu reformy rynku bilansującego w Polsce, stąd istnieje potrzeba, aby przedmiotowe zmiany weszły w życie tym samym terminie.

POUCZENIE

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem tutejszego organu, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 PE oraz art. 479^{46} pkt 1 i art. 479^{47} § 1 ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego, Dz.U. z 2023 r. poz. 1550 ze zm., dalej jako: „KPC").
2. Odwołanie od decyzji powinno czynić zadość wymaganiom przepisanym dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wniosek o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub części (art. 479^{49} KPC).
3. Odwołanie od decyzji Prezesa URE podlega opłacie stałej w kwocie 1000 złotych (art. 32 ust. 1 w związku z art. 3 ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o kosztach sądowych w sprawach cywilnych – Dz. U. z 2023 r. poz. 1144, ze zm.). Opłatę uiszcza się na konto bankowe Sądu Okręgowego w Warszawie XVII Wydziału Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych stosownie do art. 101 i nast. ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, oraz o przyznanie pomocy prawnej poprzez ustanowienie adwokata lub radcy prawnego, stosownie do przepisu art. 117 Kodeksu postępowania cywilnego.
4. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych stosownie do art. 101 i następnych ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, oraz o przyznanie pomocy prawnej poprzez ustanowienie adwokata lub radcy prawnego, stosownie do art. 117 KPC.
5. W trakcie trwania biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec Prezesa URE (art. 127a § 1 KPA). Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez stronę, decyzja staje się ostateczna i prawomocna (art. 127a § 2 KPA).

6. Decyzja podlega wykonaniu przed upływem terminu do wniesienia odwołania, jeżeli jest zgodna z żądaniem wszystkich stron lub jeżeli wszystkie strony zrzekły się prawa do wniesienia odwołania (art. 130 § 4 KPA).

Załącznik nr 1:

Karta aktualizacji nr 31/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Rafał Gawin
/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

Na podstawie art. 4 ustawy z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz.U. z 2023 r. poz. 2111 ze zm.) w zw. z cz. I pkt 53 ppkt 1 załącznika do tej ustawy niniejsza decyzja jest zwolniona z opłaty skarbowej.

Otrzymują:
1. TAURON Dystrybucja S.A.
   ul Podgórska 25A,
   31-035 Kraków
2. *ad acta*

KARTA AKTUALIZACJI nr 31/2024

Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

1. Zakres zmian IRiESD

Lp.	Rozdział IRiESD	Zestawienie zmian
1.	I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	Zmianie ulegają punkty: I.1.5., I.1.7., I.1.8., I.2.1., I.3.1., I.3.2., I.3.4., I.3.5., I.3.6., I.3.10., I.4.4.
2.	II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ TAURON DYSTRYBUCJA	Zmianie ulegają punkty: II.1.2., II.1.3., II.1.4., II.1.7., II.1.8., II.1.9., II.1.15., II.1.16., II.1.17., II.1.44., II.4., II.4.5.1.3., II.4.5.1.4., II.4.5.1.10., II.4.5.1.11., II.4.5.1.14., II.4.5.1.16., II.4.5.2.2.2., II.4.5.2.2.3., II.4.5.2.2.4., II.4.5.2.5.1., II.4.5.2.6.1., II.4.5.3.1., II.4.5.3.2., II.4.5.4.1.1., II.4.5.4.2.1., II.4.5.4.2.2., II.4.5.4.2.3., II.4.5.4.4.1., II.4.5.4.6.1., II.4.6.5., II.4.6.8., II.4.7.1.15., II.4.7.1.16., II.4.7.1.17., II.4.7.1.19., II.4.7.1.20., II.4.7.1.21., II.4.7.1.22., II.4.7.1.23., II.4.7.1.24., II.4.7.1.25., II.4.7.1.26., II.4.7.1.27., II.4.7.1.28., II.4.7.1.29., II.4.7.1.30., II.4.7.1.31., II.4.7.1.32. Dodano nowe punkty: II.4.5.1.19., II.4.5.4.7.3., II.4.9., II.5.1.4. Usunięto punkty: II.4.5.2.2.1., II.4.5.2.3.1., II.4.5.2.4.2.
3.	IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	Zmianie ulegają punkty: IV.1.2., IV.1.5., IV.1.6., IV.1.7., IV.1.8., IV.1.9., IV.1.10., IV.3.1.2., IV.3.1.3., IV.3.2.1., IV.3.2.3., IV.3.4.1.1., IV.3.4.1.7., IV.3.4.2.5., IV.3.4.2.6., IV.3.5.2. Dodano nowe punkty:

		IV.3.2.35., IV.3.5.19., IV.3.5.20, IV.4., IV.5. Usunięto punkty: IV.1.3., IV.1.4., IV.3.6.,
4.	V. WSPÓŁPRACA TAURON DYSTRYBUCJA Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	Zmianie ulegają punkty: V.1., V.3., V.4.
5.	VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ TAURON DYSTRYBUCJA	Zmianie ulegają punkty: VI.1.1., VI.2.5., VI.2.12., VI.3.1., VI.3.2., VI.3.7., VI.3.8., VI.3.10., VI.5.3., VI.5.5., VI.6.4., VI.6.5., VI.6.6., VI.6.10., VI.7.1., VI.7.3. Usunięto punkty: VI.3.9., VI.7.8., VI.8., VI.9., VI.10.
6.	VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	Zmianie ulegają punkty: VIII.1., VIII.2., VIII.4. Dodano nowy punkt: VIII.3.3.
7.	A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE	Zmianie ulegają punkty: A.1.1., A.1.3., A.1.4., A.1.5., A.2.1., A.2.2., A.2.3., A.3.1., A.3.3., A.3.4., A.3.5., A.3.6., A.3.8., A.3.13., A.3.14., A.4.3.1., A.4.3.3., A.4.3.5., A.4.3.6., A.4.3.7., A.4.3.8., A.5.2., A.5.3., A.5.19., A.5.20., A.6.1., A.6.3., A.6.5., A.6.7., A.6.8., A.6.9., A.6.10., A.6.12., A.9.2., A.10., Dodano nowe punkty: A.4.3.12., A.6.13., A.11. Usunięto punkt: A.5.11.
8.	B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD	Zmianie ulega punkt: B.9.

9.	C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	Zmianie ulegają punkty: C.1.1., C.1.2., C.1.10., C.1.11., C.1.14., C.2.
10.	D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	Zmianie ulegają punkty: D.1.6., D.3.4.
11.	E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	Zmianie ulegają punkty: E.1., E.2., E.3., E.4., E.5., E.6., E.7., E.8., E.9., E.10.
12.	F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ORAZ UMOWACH KOMPLEKSOWYCH	Zmianie ulegają punkty: F.1.6., F.2.4.
13.	G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	Dodano nowy punkt: G.6.
14.	H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE	Zmianie ulegają punkty: H.4., H.5.,
15.	I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	Zmianie ulega punkt: I.4.
16.	SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI pkt 1. Oznaczenia skrótów	Usunięto skróty: FPP, $_{F}$MDD, $_{P}$MDD, URB_{BIL}, URB_{GE}, URB_{PO}, URB_{O}, URB_{W}, MB_{AFW}, MB_{APV}, Dodano skróty: DUB, FRP, JB, JB_{OS}, JG, $_{AFD}$MB, $_{FD}$MB, $_{FZ}$MB, MB_{AH}, MB_{AI}, MB_{AZ}, MB_{O}, MB_{OSD}, MB_{W}, OP, OREB, ORN, POB_{OSD}, POB_{Z}, POB_{ZSU} Zmieniono skróty: MB_{AM}, MB_{AO}, MB_{AW}, $_{F}$MB, $_{W}$MB, P_{lt}, P_{st}, POB, SCO, THD
17.	SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI pkt 2. Pojęcia i definicje	Usunięto definicję: „Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego ($_{F}$MDD)”, „Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego

		(PMDD)", „Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)", „Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)", „Układ pomiarowo-kontrolny", „Awaria sieciowa", „Awaria w systemie", „Obszar Rynku Bilansującego", „Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)", „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana", „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana" <u>Zmieniono definicje:</u> „Bilansowanie systemu", „Farma fotowoltaiczna", „Farma wiatrowa", „Grupy przyłączeniowe", „Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana", „Jednostka grafikowa", „Miejsce dostarczania", „Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)", „Moc przyłączeniowa", „Moc umowna", „Niezbilansowanie", „Ograniczenia sieciowe", „Operator pomiarów", „Przekaźnik SCO", „Przyłącze", „Rynek bilansujący", „Usługi systemowe", „Wytwórca", „Zasilenie inicjalne" <u>Dodano definicje:</u> „Awaria techniczna", „Bilansowanie handlowe", „Dostawca usług bilansujących", „Dni robocze", „Energia bilansująca", „Fizyczne miejsce dostarczania energii rynku bilansującego", „Fizyczny rejestr pomiarowy", „Instalacja odbiorcza", „Jednostka bilansowa", „Jednostka odbiorcza", „Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana", " Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego", „Moc bilansująca", „Moduł parku energii", „Moduł wytwarzania energii", „Obszar RB", „Okres rozliczania niezbilansowania", „Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie", „Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSDp", „Podmiot prowadzący bilansowanie

		handlowe zasobów", „Przerwa planowana", „Przerwa nieplanowana", „Rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej", „Stan odbudowy systemu", „Stan zagrożenia", „Stan zaniku zasilania", „Sterowany odbiór", „Umowa dystrybucji", „Umowa przesyłowa", „Usługa IRP", „Usługi bilansujące", „Zakład wytwarzania energii", „Zasób"
18.	Załącznik nr 1	Zmianie ulegają punkty: 11.1.4., 11.2.2., 11.2.3., 11.2.4.
19.	Załącznik nr 3	Skrót „POB" zastępuje się skrótem „POB_Z"
20.	Załącznik nr 4	Skrót „POB" zastępuje się skrótem „POB_Z"

2. Nowe brzmienie zapisów IRiESD:

1) W punkcie I.1.7. ppkt 4) otrzymuje brzmienie:

„4) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie i dostawców usług bilansujących,"

2) W punktach I.1.8., II.1.44., w definicji „reprezentant prosumentów" oraz w Załączniku nr 4, wyrazy „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe" zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie".

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

4) Punkt I.2.1. otrzymuje brzmienie:

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

5) Punkt I.3.1. otrzymuje brzmienie:

„I.3.1. TAURON Dystrybucja świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej (dalej „usługi dystrybucji") na warunkach określonych w:

1) koncesji, o której mowa w pkt I.1.3. ppkt 9),
2) Taryfie TAURON Dystrybucja,

3) umowie dystrybucji albo umowie kompleksowej,
4) IRiESD,
5) TCM,
6) procedurach określonych w wykonaniu obowiązków wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943.

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

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

6) Punkt I.3.2. otrzymuje brzmienie:

„I.3.2. TAURON Dystrybucja świadcząc usługę dystrybucji:

1) 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,
2) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscu przygotowanym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej,
3) powiadamia odbiorców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
4) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
5) udostępnia lub przekazuje odbiorcy, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy lub podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej dane pomiarowe na zasadach określonych w IRiESD lub w WDB,
6) umożliwia użytkownikowi systemu wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną lub odebraną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
7) informuje użytkownika systemu, którego urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci TAURON Dystrybucja, albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, o konieczności spełnienia wymagań technicznych w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej zgodnych z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, wynikającym w szczególności z Polskich Norm lub norm wydawanych przez reprezentatywne krajowe lub międzynarodowe organizacje,
8) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano licznik zdalnego odczytu,

9) opracowuje i wdraża procedury umożliwiające zmianę sprzedawcy oraz uwzględnia je w IRiESD.”

7) Punkt I.3.4. otrzymuje brzmienie:

„I.3.4. TAURON Dystrybucja 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.

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

8) Punkt I.3.6. otrzymuje brzmienie:

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

9) Punkt I.3.10. otrzymuje brzmienie:

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

10) Punkt I.4.4. otrzymuje brzmienie:

„I.4.4. TAURON Dystrybucja stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności TAURON Dystrybucja stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci,
2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
4) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt VIII.4.1., o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci TAURON Dystrybucja,
5) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,

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

TAURON Dystrybucja 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."

11) W punkcie II.1.2. ppkt 2), 4) i 6) otrzymują brzmienie:

„2) złożenie przez podmiot u TAURON Dystrybucja, wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez TAURON Dystrybucja. Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej. Wnioski w formie elektronicznej mogą być opatrzone kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub profilem zaufanym ePUAP; datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez TAURON Dystrybucja kompletnego wniosku spełniającego wymagania, o których mowa w IRiESD,

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 TAURON Dystrybucja, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci; zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia. Datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku bankowego TAURON Dystrybucja. Zaliczka nie może być wniesiona przez podmiot trzeci na rzecz wnioskodawcy. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej zawierają pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki,

6) jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku lub wymagań określonych w art. 7 Ustawy

lub został złożony niezgodnie z wzorem udostępnionym przez TAURON Dystrybucja, TAURON Dystrybucja wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie tego wniosku bez rozpoznania,”

12) Punkt II.1.4. otrzymuje brzmienie:

„II.1.4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSD) składa wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu przyszłej sieci w zakresie poboru energii elektrycznej. Wydanie warunków przyłączenia przez TAURON Dystrybucja dla takiej przyszłej sieci, nie gwarantuje możliwości przyłączenia do niej magazynów energii elektrycznej i źródeł energii. Przyłączanie do takiej sieci magazynów energii elektrycznej i źródeł energii elektrycznej, odbywa się z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z TAURON Dystrybucja, określonych w IRiESD, w szczególności w pkt II.1.15. oraz II.1.16. Przekazanie projektu warunków przyłączenia stanowi potwierdzenie złożenia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie magazynów energii elektrycznej i źródła energii elektrycznej poprawnego i kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz spełnienia wszystkich wymagań formalnych, w tym w szczególności dotyczących wniesienia zaliczki ustawowej wynikającej z art. 7 ust. 8a Ustawy oraz posiadania dokumentu spełniającego dyspozycję przepisu art. 7 ust. 8d Ustawy, w związku z art. 7 ust. 8d[1] Ustawy.”

13) Punkt II.1.7. otrzymuje brzmienie:

„II.1.7. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy załączyć:

1) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku, z wyłączeniem źródeł zlokalizowanych w polskim obszarze morskim,

2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów,

3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):
   a) wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo
   b) decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2021 r., poz. 1484 z późn. zmianami.), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo

c) pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2023 r. poz. 960 z późn. zmianami.), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim,

4) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,

5) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,

6) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,

7) wykaz nieruchomości, na których jest planowana budowa przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji lub sieci, oraz obiektów lub lokali, w których jest planowana ich budowa, wraz z planem zabudowy albo szkicem sytuacyjnym określającym ich usytuowanie względem istniejącej sieci oraz sąsiednich nieruchomości, a w przypadku urządzeń lub instalacji lokalizowanych na polskim obszarze morskim – wskazanie współrzędnych geograficznych obszaru, na którym jest planowane ich usytuowanie."

14) Punkt II.1.8. otrzymuje brzmienie:

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

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

zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie."

15) Punkt II.1.9. otrzymuje brzmienie:

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

1) miejsce przyłączenia,
2) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
3) miejsce rozgraniczenia własności sieci TAURON Dystrybucja i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,

4) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
5) moc przyłączeniową,
6) rodzaj przyłącza,
7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy,
9) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,
10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i sposobu pozyskiwania danych z systemu pomiarowego,
12) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
    a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączeń,
    b) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub trwań,
14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
15) wymagania w zakresie:
    a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
    b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
    c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,
    d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie,
16) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
17) dane i informacje dotyczące sieci niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,
18) schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci TAURON Dystrybucja i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II lub III,
19) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
20) przewidywany harmonogram przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac,
21) wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas postoju wymagającego zasilania potrzeb własnych oraz wprowadzania przez

wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do sieci wyprodukowanej lub zmagazynowanej energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej - w przypadku przyłączenia wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne."

16) Punkty II.1.15., II.1.16. i II.1.17. otrzymują brzmienie:

„II.1.15. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja lub połączenia sieci dystrybucyjnych uzgadnia się z OSP w przypadku:

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

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

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

Uzgodnienie obejmuje:

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

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

II.1.16. OSDn oraz przedsiębiorstwa energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V, uzgadniają je z OSD (załączając do nich komplet dokumentacji, na podstawie której przygotowano warunki przyłączenia, w tym ekspertyzę wpływu przyłączanego źródła na KSE, o której mowa w art. 7 ust. 8e Ustawy), z którego siecią ten OSDn lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

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

II.1.17. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt II.1.15. jest realizowane po przekazaniu przez TAURON Dystrybucja do OSP, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

1) kopią wniosku podmiotu do TAURON Dystrybucja o określenie warunków przyłączenia,

2) ekspertyzą wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE.

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP."

17) Punkt II.4.5.1.3. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.1.3. Szczegółowe wymagania dla układów i urządzeń EAZ, w szczególności wymagane czasy ich działania, określają standardy techniczne TAURON Dystrybucja, publikowane na stronie internetowej TAURON Dystrybucja."

18) Punkt II.4.5.1.4. otrzymuje brzmienie:

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

19) W punkcie II.4.5.1.10. dodaje się na końcu akapit w brzmieniu:

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

20) Punkt II.4.5.1.11. otrzymuje brzmienie:

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

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

2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów."

21) Punkt II.4.5.1.14. otrzymuje brzmienie:

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

22) Punkt II.4.5.1.16. otrzymuje brzmienie:

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

23) Dodaje się punkt II.4.5.1.19. w brzmieniu:

„II.4.5.1.19. Elementy rozdzielni NN będące własnością TAURON Dystrybucja w zakresie wyposażenia:

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

24) Usuwa się punkt II.4.5.2.2.1.

25) Punkty II.4.5.2.2.2., II.4.5.2.2.3. i II.4.5.2.2.4. otrzymują brzmienie:

„II.4.5.2.2.2. Wymagania w zakresie funkcji zabezpieczeniowych i automatyk, dla układów i urządzeń EAZ w polu linii 110 kV pracującej w sieci zamkniętej, określone w pkt 3.9. załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego, stosuje się uwzględniając, że pole linii 110 kV wyposaża się w:

1) wielofunkcyjne urządzenie EAZ, które powinno realizować następujące funkcje:
   a) odległościową, umożliwiającą wyłączenia 3 - fazowe z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, z funkcją chroniącą przy załączeniu na zwarcie oraz możliwością pracy współbieżnej funkcji odległościowych,
   b) kontroli synchronizmu,
   c) SPZ;
2) urządzenie EAZ realizujące funkcję odcinkową;
3) urządzenie EAZ realizujące funkcję zerowo-prądową kierunkową, w przypadku zastosowania urządzeń wymienionych w pkt 1) i 2), które może być zintegrowane w jednym z tych urządzeń.

Dopuszcza się wymóg zastosowania innych funkcji zabezpieczeniowych i automatyk jeżeli z powodów systemowych jest to niezbędne.

II.4.5.2.2.3. Pola linii 110 kV jednostronnie zasilanych, niepracujących w sieci zamkniętej, określone w pkt 3.10. załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego wyposaża się odpowiednio jak w pkt. II.4.5.2.2.2.

II.4.5.2.2.4. Wymagania w zakresie funkcji zabezpieczeniowych i automatyk, dla pola linii 110 kV służącej do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii, określone w pkt 3.12. załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego, stosuje się uwzględniając, że pole linii 110 kV służącej do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii powinno być wyposażone co najmniej:

1) w urządzenie EAZ realizujące następujące funkcje:
   a) zabezpieczeniową podstawową odcinkową,
   b) zerowo - prądową kierunkową;
2) w urządzenie EAZ realizujące następujące funkcje:
   a) zabezpieczeniową podstawową odległościową z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, z funkcją chroniącą przy załączeniu na zwarcie oraz możliwością pracy współbieżnej funkcji odległościowych,
   b) kontroli synchronizmu;

3) blokadę od kołysań mocy jeśli warunki systemowe wymagają jej zastosowania;
4) funkcję bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora służącego do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii od sygnału awaryjnego wyłączenia tego modułu,
5) blokadę przed podaniem napięcia od modułu wytwarzania energii,
6) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łączy,
7) zabezpieczenia odległościowe należy wyposażyć w funkcję "echa" lub funkcję umożliwiającą jednoczesne dwustronne włączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez moduł wytwarzania energii.

Jeśli warunki systemowe tego wymagają TAURON Dystrybucja może określić dodatkowe wymagania w zakresie wyposażenia pola w zabezpieczenia i automatyki."

26) Usuwa się punkt II.4.5.2.3.1.

27) Usuwa się punkt II.4.5.2.4.2.

28) Punkt II.4.5.2.5.1. otrzymuje brzmienie:

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

29) Punkt II.4.5.2.6.1. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.2.6.1. Pola łączników szyn 110 kV w stacjach systemowych wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenie rozcinające,

2) pola łączników szyn zastępujących pola linii 110 kV, a także linii 110 kV służących do wyprowadzania mocy z modułów wytwarzania energii wyposaża się w dodatkowe układy i urządzenia EAZ umożliwiające realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola przy użyciu pola łącznika szyn (z wyłączeniem funkcji odcinkowej)."

30) Punkt II.4.5.3.1. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.3.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w:

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

5) Układ automatycznej regulacji napięcia.

Automatyczna regulacja napięcia transformatora winna realizować następujące funkcje:

a) utrzymanie zadanego poziomu napięcia na szynach rozdzielni SN poprzez sterowanie napędem przełącznika zaczepów,
b) kontrola prawidłowości utrzymania napięcia w ramach dopuszczalnego zakresu.

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

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

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

31) Punkt II.4.5.3.2. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.3.2. Do zabezpieczania transformatorów o górnym napięciu znamionowym SN i mocy większej niż 1 MVA, posiadających wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia, stosuje się co najmniej następujące zabezpieczenia:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciowe, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
3) zabezpieczenia przeciążeniowe,
4) zabezpieczenia technologiczne transformatorów.

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

32) Punkt II.4.5.4.1.1. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.4.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie.”

33) Punkty II.4.5.4.2.1., II.4.5.4.2.2. i II.4.5.4.2.3. otrzymują brzmienie:

„II.4.5.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone moduły wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (nadprądowe zwłoczne i zwarciowe),
2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,

3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN,

4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

5) wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe umożliwiające realizację blokady tego zabezpieczenia zależnej od kierunku przepływu mocy w polu,

6) SPZ/SCO - jeśli TAURON Dystrybucja tego wymaga.

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

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane: zwarciowe i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),

2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,

3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN,

4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

Dodatkowo w zależności od potrzeb TAURON Dystrybucja, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:

5) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowego, wyposażonego w kryterium df/dt,

6) zabezpieczenia nad- i podnapięciowego zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,

7) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

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

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

Dodatkowo w zależności od potrzeb TAURON Dystrybucja, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:

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

34) Punkt II.4.5.4.4.1. otrzymuje brzmienie:

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

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

35) Punkt II.4.5.4.6.1. otrzymuje brzmienie:

„II.4.5.4.6.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane powinny być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie powinno zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN.”

36) Dodaje się punkt II.4.5.4.7.3. w brzmieniu:

„II.4.5.4.7.3. W odniesieniu do lokalnych modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci SN:

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:
   a) zwarcia wielofazowe i doziemne,
   b) wzrost i obniżenie napięcia,
   c) wzrost i obniżenie częstotliwości,
   d) utratę połączenia z siecią operatora systemu dystrybucyjnego;

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;

3) TAURON Dystrybucja określa warunki ewentualnego zasilania lub ponownego zasilenia od strony lokalnego modułu wytwarzania energii, sieci wyłączonej od strony głównego punktu zasilającego oraz ponownej synchronizacji, a także niezbędne do tego środki techniczne;

4) TAURON Dystrybucja określa warunki dotyczące zakresu telemechaniki stacji z przyłączonymi lokalnymi modułami wytwarzania energii;

5) TAURON Dystrybucja określa wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ w stosunku do modułów wytwarzania energii przyłączanych do sieci TAURON Dystrybucja."

37) Punkt II.4.6.5. otrzymuje brzmienie:

„II.4.6.5. Rozdzielnie 110 kV podmiotów zewnętrznych oraz należące do podmiotów zewnętrznych rozdzielnie SN do których przyłączone są moduły wytwarzania energii powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja co najmniej następujące informacje:

a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110 kV,

b) zbiorczą sygnalizację awaryjną,

c) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,

d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn."

38) Punkt II.4.6.8. otrzymuje brzmienie:

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

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

2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów."

39) W punktach II.4.7.1.15., II.4.7.1.16., II.4.7.1.17. i F.1.6., wyrazy „układ pomiarowy" zastępuje się użytymi w odpowiedniej liczbie i przypadku wyrazami „układ pomiarowo-rozliczeniowy".

40) Punkty od II.4.7.1.19. do II.4.7.1.32. otrzymują brzmienie:

„II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane do TAURON Dystrybucja przez odbiorcę, wytwórcę, posiadacza magazynu energii elektrycznej lub sprzedawcę.

II.4.7.1.20. TAURON Dystrybucja na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. TAURON

Dystrybucja może dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, również z własnej inicjatywy.

II.4.7.1.21. Odbiorca lub TAURON Dystrybucja 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 TAURON Dystrybucja.

II.4.7.1.22. TAURON Dystrybucja przekazuje zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego jest podmiot inny niż TAURON Dystrybucja, to podmiot ten ma obowiązek przekazać TAURON Dystrybucja zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego bezpośrednio po jego demontażu.

II.4.7.1.23. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego oraz demontażu i montażu tego układu, tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.4.7.1.24. TAURON Dystrybucja przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.4.7.1.25. Jeżeli TAURON Dystrybucja nie jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, TAURON Dystrybucja zwraca zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia kalendarzowego od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile odbiorca lub TAURON Dystrybucja nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt II.4.7.1.26.

II.4.7.1.26. W terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego odbiorca lub TAURON Dystrybucja może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. TAURON Dystrybucja umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

II.4.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt II.4.7.1.26., pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

II.4.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewni zastępczy element układu pomiarowo-rozliczeniowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w IRiESD.

II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej,

TAURON Dystrybucja zwraca koszty, o których mowa w pkt II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a także informuje sprzedawcę o korekcie:

1) danych pomiarowych lub innych danych wpływających na dokonywane przez sprzedawcę rozliczenia,
2) należności za usługę dystrybucji energii elektrycznej świadczonej na podstawie umowy kompleksowej.

Korekta danych, o których mowa w ppkt 1), dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD lub GUD-K.

Korekta należności, o których mowa w ppkt 2), dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD-K.

II.4.7.1.30. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, strona wnioskująca o sprawdzenie tego układu pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.4.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania TAURON Dystrybucja 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.4.7.1.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego TAURON Dystrybucja ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym własny licznik energii elektrycznej, w tym LZO.”

41) Dodaje się punkt II.4.9. w brzmieniu:

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

II.4.9.1. Wymaga się stosowania urządzeń do kontroli synchronizmu w warunkach łączeń w sieci zamkniętej oraz łączenia obszarów asynchronicznych. TAURON Dystrybucja określa miejsca lokalizacji i wymagania dla urządzeń kontroli synchronizmu w sieci zamkniętej.”

42) Dodaje się punkt II.5.1.4. w brzmieniu:

„II.5.1.4. Informacje dotyczące procedur wymiany danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego oraz podmiotów w nich uczestniczących są ujęte w pkt 12 IRiESP.”

43) Punkt IV.1. otrzymuje brzmienie:

„IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ”

44) Punkt IV.1.2. otrzymuje brzmienie:

„IV.1.2. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następstwie:

a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
d) strajku lub niepokojów społecznych,
e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania."

45) Usuwa się punkty IV.1.3. oraz IV.1.4. i odpowiednio zmienia numerację kolejnych punktów od IV.1.5. do IV.1.10.

46) Dotychczasowy punkt IV.1.5. otrzymuje numer IV.1.3. oraz otrzymuje następujące brzmienie:

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

47) Dotychczasowy punkt IV.1.6. otrzymuje numer IV.1.4. oraz otrzymuje następujące brzmienie:

„IV.1.4. TAURON Dystrybucja wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej."

48) Dotychczasowy punkt IV.1.9. otrzymuje numer IV.1.7. oraz otrzymuje następujące brzmienie:

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

49) W punkcie IV.3.1.2. pierwszy akapit otrzymuje brzmienie:

„W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP podejmuje we współpracy z TAURON Dystrybucja 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."

50) W Punkcie IV.3.1.3. usuwa się lit. e)

51) W punkcie IV.3.2.1. pierwsze zdanie otrzymuje brzmienie:

„Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie Ustawy, na wniosek ministra właściwego do spraw energii"

52) W punkcie IV.3.2.3. pierwsze zdanie otrzymuje brzmienie:

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

53) Dodaje się punkt IV.3.2.35. w brzmieniu:

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

54) Punkt IV.3.4.1.1. otrzymuje brzmienie:

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

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

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

55) W punkcie IV.3.4.1.7. usuwa się ostatni akapit.

56) W punkcie IV.3.4.2.5. usuwa się ostatni akapit.

57) Punkt IV.3.4.2.6. otrzymuje brzmienie:

„IV.3.4.2.6. OSP wydaje TAURON Dystrybucja 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, o którym mowa w pkt III.2.5.1., czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin."

58) Punkt IV.3.5.2. otrzymuje brzmienie:

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

O okoliczności zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych:

1) odbiorca, o którym mowa powyżej, niezwłocznie informuje TAURON Dystrybucja,
2) OSDn informuje TAURON Dystrybucja - w przypadku gdy OSDn jest bezpośrednio połączony z siecią TAURON Dystrybucja,

3) OSDn informuje innego OSDn przyłączonego do sieci TAURON Dystrybucja - w przypadku gdy ten OSDn nie jest bezpośrednio połączony z siecią TAURON Dystrybucja.

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

59) Dodaje się punkty IV.3.5.19. i IV.3.5.20. w brzmieniu:

„IV.3.5.19. TAURON Dystrybucja przekazuje OSP informację o odbiorcach zwolnionych z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO, w przypadku zwolnienia odbiorców, o których mowa w § 43 ust. 10 rozporządzenia systemowego, wraz z informacją o uzgodnieniu przez strony planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.

IV.3.5.20. TAURON Dystrybucja, opiniując wniosek otrzymany od odbiorcy, bierze pod uwagę załączony przez odbiorcę plan działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy uwzględniający zainstalowane u odbiorcy moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej, zdolność pracy urządzeń w zakresie częstotliwości od 47,5 do 49,0 Hz, ograniczenia techniczne, zasilanie awaryjne i zastosowane technologie urządzeń, instalacji lub sieci. W przypadku gdy przedstawione przez odbiorcę uzasadnienie zwolnienia z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO, TAURON Dystrybucja uzna za niewystarczające lub zgłosi zastrzeżenia, wówczas TAURON Dystrybucja wzywa odbiorcę do przedłożenia opinii niezależnej firmy eksperckiej, która dokona oceny zasadności zwolnienia odbiorcy z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO."

60) Usuwa się punkt IV.3.6.

61) Dodaje się pkt IV.4. w brzmieniu:

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

IV.4.1. Odbiorca lub wytwórca będący posiadaczem SGU oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej:

1) stosuje wymagania w zakresie obrony i odbudowy systemu określone dla nowo przyłączanych do sieci instalacji odbiorczych, modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej,
2) wdraża wymagane funkcjonalności na etapie budowy instalacji odbiorczej, modułu wytwarzania energii lub magazynu energii elektrycznej,
3) potwierdza wdrożenie i posiadanie wymaganych zdolności przez wykonanie z wynikiem pozytywnym testów odbiorowych i sprawdzających,

4) przygotowuje we współpracy z TAURON Dystrybucja harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu,
5) raportuje TAURON Dystrybucja wykonanie testów odbiorowych i testów sprawdzających,
6) wdraża programy naprawcze po testach zakończonych wynikiem negatywnym oraz powtarza testy.

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

IV.4.3. Wytwórca, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń podczas całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzą moduły wytwarzania energii typu C lub D, opracowuje i przedstawia TAURON Dystrybucja 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 TAURON Dystrybucja współpracuje z TAURON Dystrybucja w zakresie określenia i spełnienia wymogów utrzymania zdolności technicznych na potrzeby obrony i odbudowy systemu oraz ich monitorowania.

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

1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należytym stanie technicznym,
2) dostosowuje instalacje, o których mowa w ppkt 1), do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został poinformowany zgodnie z pkt VIII.4.1. ppkt 5),
3) niezwłocznie informuje TAURON Dystrybucja o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układach pomiarowo-rozliczeniowych, a także o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach,
4) bez uzgodnienia z TAURON Dystrybucja nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.

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

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

62) Dodaje się pkt IV.5. w brzmieniu:

„**IV.5. REDYSPONOWANIE NIERYNKOWE**

IV.5.1. Redysponowanie jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej i odpowiedzią odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych może być stosowane przez OSP lub TAURON Dystrybucja 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 TAURON Dystrybucja 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 TAURON Dystrybucja, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja lub OSDn przyłączonego do sieci TAURON Dystrybucja.

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, TAURON Dystrybucja może wydać:

1) bezpośrednio jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja, lub
2) za pośrednictwem OSDn przyłączonego do sieci TAURON Dystrybucja, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej tego OSDn lub do sieci dystrybucyjnej innego OSDn przyłączonego do sieci tego OSDn.

IV.5.6. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.5.2., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy OSP a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.

IV.5.7. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.5.3., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy TAURON Dystrybucja a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.”

63) Punkt V.1. otrzymują brzmienie:

„V.1. TAURON Dystrybucja współpracuje z następującymi podmiotami:

a) OSP,
b) OSD,
c) sprzedawcami,
d) POB_Z,
e) DUB,
f) OHT,
g) OH,
h) OP

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

64) Punkty V.3. i V.4. otrzymują brzmienie:

„V.3. OSDn realizuje określone w Ustawie, IRiESP, WDB oraz IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem OSD, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

V.4. Zasady i zakres współpracy TAURON Dystrybucja z OSDn są określone w IRiESP, WDB i IRiESD oraz w IWR, a także w stosownych umowach zawartych pomiędzy TAURON Dystrybucja a OSDn, przy czym:

a) w przypadku, gdy OSDn posiada bezpośrednie połączenia z siecią dystrybucyjną TAURON Dystrybucja oraz innych OSDp, współpraca z OSP jest realizowania przez tego OSDn za pośrednictwem TAURON Dystrybucja lub innych OSDp, odpowiednio do obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn i obszaru sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja i danego OSDp,

b) w przypadku gdy OSDn nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią dystrybucyjną TAURON Dystrybucja to taki OSDn realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDp, do którego sieci przyłączony jest podmiot, z którym połączona jest sieć OSDn, z uwzględnieniem postanowień lit. a).”

65) W punkcie VI.1.1. zmienia się lit. g) i i) oraz dodaje się lit. j) w brzmieniu:

„g) wprowadza przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców,

i) zbiera i przekazuje do OSP 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,

j) wprowadza redysponowanie nierynkowe modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, które odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESP.”

66) Punkt VI.2.5. otrzymuje brzmienie:

„VI.2.5. TAURON Dystrybucja przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

a) układami pracy sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja,

b) pracą modułów wytwarzania energii nJWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja, w tym również JWCK w zakresie określonym w IRiESP,

c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja,

d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów,

e) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.”

67) W punkcie VI.2.12. lit. a) otrzymuje brzmienie:

„a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,”

68) Punkt VI.3.1. otrzymuje brzmienie:

„VI.3.1. TAURON Dystrybucja, sporządza koordynacyjne plany pracy modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, zgodnie z postanowieniami TCM - zakres wymienianych danych opracowany przez OSP.”

69) Punkt VI.3.2. otrzymuje brzmienie:

„VI.3.2. TAURON Dystrybucja, w uzgodnieniu z OSP sporządza średnioterminowe oraz dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci

dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja zgodnie z postanowieniami TCM - zakres wymienianych danych."

70) Punkt VI.3.7. otrzymuje brzmienie:

„VI.3.7. Przekazanie planów przez posiadaczy modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej do TAURON Dystrybucja, powinno być realizowane w następujących terminach:

a) plany średnioterminowe – dane do planów średnioterminowych, obejmujących 5 - letni horyzont planowania powinny zostać przekazane co najmniej raz w miesiącu do 15 dnia kalendarzowego każdego miesiąca, na okres kolejnych 60 miesięcy, przy czym dane dotyczące pierwszych 59 miesięcy są aktualizacją danych wcześniej przekazanych,

b) plany dobowe – dane do planów dobowych, obejmujących 9 kolejnych dni kalendarzowych powinny być przekazane przynajmniej raz dziennie do godziny 09.00 na okres kolejnych 9 dni kalendarzowych, przy czym dane dotyczące pierwszych 8 dni kalendarzowych są aktualizacją danych wcześniej przekazanych."

71) Punkt VI.3.8. otrzymuje brzmienie:

„VI.3.8. Dane planistyczne, o których mowa w TCM - zakres wymienianych danych oraz w pkt VI.3.7., są przekazywane do OSD w trybie ciągłym, co oznacza, że powinny być aktualizowane po każdej ich zmianie."

72) Usuwa się punkt VI.3.9. i odpowiednio zmienia się numerację kolejnego punktu z VI.3.10. na VI.3.9.

73) Punkt VI.5.3. otrzymuje brzmienie:

„VI.5.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb i poziomu napięcia obejmuje:

a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,

b) wymagane poziomy napięcia,

c) wartości mocy zwarciowych,

d) rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,

e) dopuszczalne obciążenia,

f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,

g) informacje o elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej w sieci 110 kV,

h) nastawienia zaczepów dławików gaszących,

i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,

j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,

k) harmonogram pracy transformatorów,

l) wykaz jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci.”

74) Punkt VI.5.5. otrzymuje brzmienie:

„VI.5.5. Programy pracy sieci 110 kV są opracowywane przez TAURON Dystrybucja, do dnia:

a) 30 października każdego roku – na okres jesienno-zimowy,

b) 30 kwietnia każdego roku – na okres wiosenno-letni,

lecz nie później niż 15 dni roboczych od daty otrzymania od OSP zatwierdzonych układów pracy koordynowanej sieci 110 kV.”

75) Punkt VI.6.4. otrzymuje brzmienie:

„VI.6.4. Użytkownicy systemu opracowują i zgłaszają do uzgodnienia TAURON Dystrybucja, w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja:

a) do planu rocznego – w terminie do 15 sierpnia roku poprzedzającego,

b) do planu miesięcznego – w terminie do 5 dnia kalendarzowego miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,

c) do planu tygodniowego – w terminie do piątku do godziny 11:00, do 8 dni kalendarzowych poprzedzających plan tygodniowy liczony od soboty,

d) do planu dobowego – do godz. 8:30 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.”

76) Punkt VI.6.5. otrzymuje brzmienie:

„VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do TAURON Dystrybucja, propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:

a) nazwę rozdzielni i elementu,

b) inicjatora prac

c) proponowany termin wyłączenia,

d) operatywną gotowość – rozumianą jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,

e) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),

f) opis wykonywanych prac,

g) w zależności od potrzeb schemat, harmonogram prac i program łączeniowy.”

77) Punkt VI.6.6. otrzymuje brzmienie:

„VI.6.6. Użytkownicy systemu zgłaszający do TAURON Dystrybucja potrzebę wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 3 dni, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. TAURON Dystrybucja ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Uzgodnione z TAURON Dystrybucja harmonogramy dostarczane są najpóźniej w terminie zgłaszania wyłączeń do planu tygodniowego.
OSP, TAURON Dystrybucja i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymywania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń."

78) Punkt VI.6.10. otrzymuje brzmienie:

„VI.6.10. Terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym."

79) Punkt VI.7.1. otrzymuje brzmienie:

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

80) W punkcie VI.7.3. lit. a) otrzymuje brzmienie:

„a) dane techniczne załączanego elementu sieci,"

81) Usuwa się punkt VI.7.8.

82) Usuwa się punkty VI.8., VI.9. i VI.10.

83) Punkt VIII.1. otrzymuje brzmienie:

„VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

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

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

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

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

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

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

1) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej,

2) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

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

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

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

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

1) użytkownik systemu pobiera z niej lub wprowadza do niej moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą,

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

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

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

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

VIII.1.2.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyleń ±10% napięcia znamionowego.

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

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

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

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]
rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]	rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%

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

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

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

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

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

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

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

84) Punkt VIII.2. otrzymuje brzmienie:

„VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.2.1. Ustala się następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

1) planowane,
2) nieplanowane.

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

1) przemijające (mikroprzerwy) – trwające nie dłużej niż 1 s,
2) krótkie – trwające dłużej niż 1 s i nie dłużej niż 3 min,
3) długie – trwające dłużej niż 3 min i nie dłużej niż 12 godz.,

4) bardzo długie – trwające dłużej niż 12 godz. i nie dłużej niż 24 godz.,
5) katastrofalne – trwające dłużej niż 24 godz.

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

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

1) dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w roku wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa,
2) w przypadku gdy odbiorcą jest OSP w zakresie potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej najwyższych napięć, dopuszczalne czasy trwania przerw, o których mowa w pkt VIII.2.1., są co najmniej o połowę krótsze od czasów określonych w pkt VIII.2.5.

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

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

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

1) wskaźnik:
   a) przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w danym roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
   b) przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców – wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw,
2) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców.

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

85) Dodaje się punkt VIII.3.3. w brzmieniu:

VIII.3.3. Wymagania dla modułu wytwarzania energii przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym.

VIII.3.3.1. Moduł wytwarzania energii nie może powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli, przy czym podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń:

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

VIII.3.3.2. Udział modułu wytwarzania energii w całkowitych wahaniach napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła (Pst) i długookresowego współczynnika migotania światła (Plt) ponad wartość tła nie przekracza wartości określonych w poniższej tabeli:

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

VIII.3.3.3. Moduł wytwarzania energii nie może powodować w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż 50% wartości granicznych określonych w tabeli w pkt VIII.1.1.4. ppkt 2).

VIII.3.3.4. Moduł wytwarzania energii powinien spełniać wymagania w zakresie wartości wahań napięcia, o których mowa w pkt VIII.3.3.1. i VIII.3.3.2. oraz wymagania w zakresie wartości harmonicznych napięcia, o których mowa w pkt VIII.1.1.4. ppkt 2) przez 99% czasu w każdym tygodniu.

VIII.3.3.5. Wartość maksymalna całkowitego współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w miejscu przyłączenia modułu wytwarzania energii do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym jest równa 1,5% lub mniejsza.

86) Punkt VIII.4. otrzymuje brzmienie:

„VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

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

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

8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 9), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,

9) na wniosek odbiorcy dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie TAURON Dystrybucja,

10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie TAURON Dystrybucja za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

11) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 6) lub 9).

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

87) W punkcie A.1.1. usuwa się podpunkt 12), a istniejący podpunkt 13) otrzymuje numer 12)

88) Punkty od A.1.3. do A.1.5. otrzymują brzmienie:

„A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja i posiadające zawarte z TAURON Dystrybucja umowy dystrybucji, mogą być URB zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w WDB. Wówczas taki podmiot powinien mieć zawartą również umowę przesyłową.

A.1.4. Każdy OSDn realizuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz określone w ustawie o rynku mocy obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem TAURON Dystrybucja, zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy TAURON Dystrybucja a OSDn oraz odpowiednio zapisami WDB lub IRiESD.

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

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

89) W punkcie A.2.1. lit. n) otrzymuje brzmienie:

„n) zasady współpracy dotyczące usługi IRP,"

90) Punkty A.2.2. i A.2.3. otrzymują brzmienie:

„A.2.2. Obszar sieci, dla którego TAURON Dystrybucja wykonuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami obejmuje sieć dystrybucyjną TAURON Dystrybucja oraz sieci dystrybucyjne OSDn przyłączone bezpośrednio lub pośrednio do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem RB.

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

a) TAURON Dystrybucja,

b) OSDn wyznaczonych na sieciach dystrybucyjnych przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja,

c) „sąsiednich OSDn" tzn. OSDn, których sieci są połączone pośrednio z siecią dystrybucyjną TAURON Dystrybucja,

d) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja,

e) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD z TAURON Dystrybucja,

f) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD-K z TAURON Dystrybucja,

g) sprzedawców pełniących na obszarze TAURON Dystrybucja funkcję sprzedawcy rezerwowego,

h) POB_Z działających na obszarze TAURON Dystrybucja,

i) DUB działających na obszarze TAURON Dystrybucja,

j) podmioty pełniące, zgodnie z WDB, funkcje OH lub OHT i reprezentujące podmioty wymienione w lit. a) – i) – w przypadku, gdy ich działalność dotyczy obszaru TAURON Dystrybucja.

91) Punkty A.3.1. oraz A.3.3. – A.3.6. otrzymują brzmienie:

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

1) POB_Z,

2) DUB.

URB może być jednocześnie POB_Z i DUB.

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

W ramach obszaru RB wyróżnia się następujące MB:

a) fizyczne MB ($_{F}$MB) - jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej,

b) wirtualne MB ($_{W}$MB) – jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii elektrycznej niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii elektrycznej.

A.3.4. $_{F}$MB mogą reprezentować dostawy energii elektrycznej realizowane:

a) bezpośrednio w tej lokalizacji sieci ($_{FZ}$MB), jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB, oraz

b) we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, przyłączonych lub reprezentowanych w tej lokalizacji sieci ($_{FD}$MB).

Ze względu na wartości atrybutów $_{FD}$MB występują następujące oznaczenia typów $_{FD}$MB:

- MB_O, MB_W - reprezentujące dostawy energii elektrycznej URD, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB,
- MB_{OSD} - reprezentujące wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja oraz sąsiednich OSDp,
- $_{AFD}$MB - reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB; obowiązują odpowiednio następujące oznaczenia typów $_{AFD}$MB: MB_{AO}, MB_{AW}, MB_{AH}, MB_{AZ}, MB_{AM}, MB_{AI}.

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

POB_Z jest wskazywany przez:

a) sprzedawcę – w GUD lub GUD-K zawartej z TAURON Dystrybucja,

b) URD_W,

c) URD_{ME}.

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

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

92) W punkcie A.3.8. ppkt 5) otrzymuje brzmienie:

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

93) W punktach A.3.13., A.3.14., A.4.3.1., A.4.3.3., A.4.3.5., A.4.3.6., A.4.3.7., A.4.3.8., A.5.3., A.6.3., A.6.7., A.6.9., A.6.10., B.9., C.1.2., C.1.14., D.1.6., F.2.4. oraz w Załączniku nr 3 i 4 skrót „POB" zastępuje się skrótem „POB_Z".

94) W punkcie A.4.3.3. dodaje się lit. f) w brzmieniu:

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

95) W punkcie A.4.3.8. lit. j) oraz k) otrzymują brzmienie:

„j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji usługi IRP,

k) zasady współpracy w zakresie przekazywania informacji, a w szczególności przekazywania danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy oraz świadczenia usług bilansujących."

96) Dodaje się punkt A.4.3.12. w brzmieniu:

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

Umowa dystrybucji zawierana przez TAURON Dystrybucja z DUB powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

a) oświadczenie DUB o zawarciu umowy przesyłowej umożliwiającej świadczenie usług bilansujących na RB,
b) kod identyfikacyjny DUB na RB,
c) dane o posiadanych przez podmiot odpowiednich koncesjach – jeżeli jest taki wymóg prawny,
d) osoby upoważnione do kontaktu z TAURON Dystrybucja oraz DUB, a także ich dane teleadresowe,
e) zasady zmiany DUB reprezentującego zasób URD,
f) wykaz zasobów, z wykorzystaniem których DUB świadczy usługi bilansujące na RB,
g) oświadczenie DUB, że posiada umocowanie właścicieli poszczególnych zasobów do korzystania z tych zasobów i rozporządzania tymi zasobami przez DUB, zgodnie z zapisami WDB,
h) zasady informowania DUB o zmianie POB_Z dla zasobów URD, dla których DUB świadczy usługi bilansujące,
i) zobowiązanie DUB do niezwłocznego informowania TAURON Dystrybucja o zaprzestaniu lub zawieszeniu działalności na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących,

j) 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.

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

97) Punkt A.5.2. otrzymuje brzmienie:

„A.5.2. W ramach obowiązków współpracy z OSP w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, TAURON Dystrybucja w szczególności:

a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB_Z,
b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania PPE do zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,
c) uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja do świadczenia usług bilansujących na RB,
d) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych $_{AFD}$MB wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB,
e) przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych $_{AFD}$MB wraz z informacją o POB_Z tych zasobów,
f) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,
g) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
h) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD, z wykorzystywaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, do poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG należących do DUB,
i) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
j) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania RB oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
k) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie POB_Z lub DUB przez zasoby należące do URD."

98) W punkcie A.5.3. litera b) otrzymuje brzmienie:

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

99) Usuwa się punkt A.5.11.

100) W punkcie A.5.19. lit. d) otrzymuje brzmienie:

„d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD, które są podrzędne do PPE, TAURON Dystrybucja nie nadaje odrębnego kodu PPE,"

101) Punkt A.5.20. otrzymuje brzmienie:

„A.5.20. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

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

102) W punkcie A.6.1. lit. b) otrzymuje brzmienie oraz dodaje się lit. d) w brzmieniu:

„b) usług IRP,
d) rozliczeń usług bilansujących,"

103) Punkt A.6.5. otrzymuje brzmienie:

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

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD,

b) przekazywania TAURON Dystrybucja dla potrzeb rozliczeń usługi IRP danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, dla każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,

c) przekazywania TAURON Dystrybucja dla potrzeb rozliczeń usług bilansujących danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących wielkości mocy oraz rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, odpowiednio dla każdej godziny lub dla każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,

d) przekazywania TAURON Dystrybucja skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usługi IRP, zgodnie z IRiESP,

e) przekazywania TAURON Dystrybucja skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usług bilansujących, zgodnie z WDB,

f) niezwłocznego informowania TAURON Dystrybucja o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych."

104) Punkt A.6.8. otrzymuje brzmienie:

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

105) Punkt A.6.12. otrzymuje brzmienie:

„A.6.12. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych TAURON Dystrybucja na potrzeby rozliczeń usługi IRP odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.3.5."

106) Dodaje się punkt A.6.13. w brzmieniu:

„A.6.13. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych TAURON Dystrybucja na potrzeby rozliczeń usług bilansujących odbywa się na zasadach określonych w pkt A.11.3."

107) W punkcie A.9.2. wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

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

108) Rozdział A.10. otrzymuje brzmienie:

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

A.10.1. Postanowienia ogólne

A.10.1.1. Usługa IRP jest świadczona w postaci usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, zapewniającej OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej w zakresie zmniejszenia odbioru energii elektrycznej.

A.10.1.2. Usługa IRP polega na zmniejszeniu przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, ilości pobieranej z sieci mocy. W przypadku ORed z generacją wewnętrzną, usługa IRP może również obejmować wprowadzanie mocy do sieci.

A.10.1.3. Usługa IRP może być świadczona za pomocą ORed posiadających Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny", uzyskane na zasadach określonych w pkt A.10.2.

Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.

A.10.1.4. OSP nie korzysta z usługi IRP w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej powyżej 11 stopnia zasilania, poczynając od godziny, od której obowiązują te stopnie zasilania, z wyjątkiem przypadku gdy polecenie redukcji zostało wydane przed ogłoszeniem komunikatu OSP o obowiązujących w danym okresie stopniach zasilania.

A.10.2. Certyfikacja ORed

A.10.2.1. Postanowienia ogólne

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

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

1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci,
2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:
   a) spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD odpowiednio OSDp lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
   b) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do LSPR TAURON Dystrybucja oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci TAURON Dystrybucja,
   c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie TAURON Dystrybucja w trybie dobowym poprzez system wskazany przez TAURON Dystrybucja oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn.

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

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

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

1) TAURON Dystrybucja – jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja,

   TAURON Dystrybucja wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu.

2) TAURON Dystrybucja we współpracy z OSDn – jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja i OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną TAURON Dystrybucja,

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

3) OSDn we współpracy z TAURON Dystrybucja – jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną TAURON Dystrybucja.

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

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

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

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

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

1) objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów określającym szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i 6a Ustawy,

2) mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem,

o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

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

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

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

A.10.2.2. Certyfikacja w trybie podstawowym

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

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

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

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

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

A.10.2.2.4. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.2.3., jest pozytywny, to odpowiednio TAURON Dystrybucja albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed. W przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio TAURON Dystrybucja albo OSDn informuje odbiorcę w ORed o przyczynie niewydania tego certyfikatu.

A.10.2.2.5. Jeżeli przyczyną niewydania 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 TAURON Dystrybucja albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.2.6. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać

ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1).

A.10.2.3. Certyfikacja w trybie dodatkowym

A.10.2.3.1. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.2.1.6. ppkt 2) i pkt A.10.2.1.7. dokonywana jest na poniższych zasadach.

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

1) TAURON Dystrybucja – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja,
2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

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

1) dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa odbiorca w ORed, NIP lub PESEL) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres poczty elektronicznej na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed),
2) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub PESEL) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres poczty elektronicznej na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) – w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez odbiorcę w ORed,
3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji),
4) wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt A.10.2.1.2.,
5) atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji,
6) oświadczenia odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
   a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez TAURON Dystrybucja do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja),
   b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do TAURON Dystrybucja i TAURON Dystrybucja do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
   c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP),

d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),

e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),

f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,

g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,

h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),

i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, TAURON Dystrybucja albo OSDn, w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany,

7) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci TAURON Dystrybucja lub upoważniony przez niego podmiot, składa do TAURON Dystrybucja 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 TAURON Dystrybucja adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej TAURON Dystrybucja.

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

A.10.2.3.4. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

1) kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,

2) poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,

3) kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE,

4) spełniania kryteriów, o których mowa w pkt. A.10.2.1.2.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

A.10.2.4. Certyfikat dla ORed

A.10.2.4.1. Certyfikat dla ORed zawiera:

1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt A.10.2.1.4. ppkt 3) zdanie drugie,
2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej,
3) dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed, z zastrzeżeniem pkt A.10.2.4.5. zdanie trzecie,
4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE TAURON Dystrybucja (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 TAURON Dystrybucja i OSDn zlokalizowany jest dany PPE),

5) datę, od której obowiązuje Certyfikat dla ORed,
6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed,
7) typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt A.10.2.4.4. ppkt 3) lit. a),
8) informację, czy odbiorca w ORed jest OSDn.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny" na „ORed aktywny" następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez TAURON Dystrybucja 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 TAURON Dystrybucja albo TAURON Dystrybucja upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

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

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

Za datę wygaszenia Certyfikatu dla ORed uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez TAURON Dystrybucja 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 TAURON Dystrybucja 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 TAURON Dystrybucja albo TAURON Dystrybucja upoważniony przez OSDn aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

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

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

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

A.10.2.4.9. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4. i A.10.2.4.6., określa OSP i publikuje na stronie internetowej OSP.

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

A.10.3. Zasady udostępniania danych pomiarowych dla ORed

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

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

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

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

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

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

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

1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt A.10.3.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od TAURON Dystrybucja,

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 kalendarzowego 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 kalendarzowego odpowiednio miesiąca *m+2* lub *m+4*.

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

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

A.10.3.6. TAURON Dystrybucja przekazuje OSP poprzez system WIRE dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

A.10.3.7. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.6., dla doby *d* są przekazywane przez TAURON Dystrybucja 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*, TAURON Dystrybucja dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci TAURON Dystrybucja i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym *m+1*. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do TAURON Dystrybucja zgodnie z pkt A.10.3.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez TAURON Dystrybucja 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 kalendarzowym miesiąca *m+1* poprzez wysłanie zapytania do TAURON Dystrybucja o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, TAURON

Dystrybucja przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez TAURON Dystrybucja w trybie podstawowym *m+1*, do rozliczeń przyjmuje się dane, o których mowa w pkt A.10.3.7.

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

A.10.3.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez TAURON Dystrybucja do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc *m+2* i *m+4* (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc *m* od 1 do 5 dnia kalendarzowego miesiąca *m+2* i *m+4.*

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

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

109) Dodaje się rozdział A.11., który 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:

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

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

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

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

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

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

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

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

A.11.1.5. TAURON Dystrybucja:

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

A.11.2. Zasady kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących

A.11.2.1. Proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących prowadzony jest przez OSP w trybie określonym w WDB.
TAURON Dystrybucja uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

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

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

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

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

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

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

A.11.2.5. TAURON Dystrybucja przekazuje do OSP oraz OSDn wynik weryfikacji.

W wyniku weryfikacji TAURON Dystrybucja 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 TAURON Dystrybucja, 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 TAURON Dystrybucja przekazuje analizę uzasadniającą wynik weryfikacji.

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

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

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

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

A.11.3.2. TAURON Dystrybucja przekazuje OSP dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, poprzez system WIRE na zasadach i w terminach określonych w WDB oraz w umowie przesyłowej. Dane te są przekazywane w odniesieniu do zasobów URD uczestniczących w świadczeniu usług bilansujących.

A.11.3.3. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez TAURON Dystrybucja do OSP danych pomiarowych zgodnie z WDB.

A.11.3.4. Dane pomiarowe dotyczące zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn są udostępniane DUB wyłącznie przez OSP.

A.11.3.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią TAURON Dystrybucja, zobowiązany jest do przekazywania TAURON Dystrybucja danych pomiarowych, zgodnie z OREB, dotyczących zasobów przyłączonych do jego sieci tworzących JG, w zakresie i w terminach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

OSDn przekazuje TAURON Dystrybucja dane pomiarowe, dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, na wskazany przez TAURON Dystrybucja dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) z dokładnością do 0,001 MWh.
Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej lub serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.”

110) Punkt C.1.1. otrzymuje brzmienie:

„C.1.1. TAURON Dystrybucja na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania OP w rozumieniu WDB, w zakresie FRP i $_{F}$MB przypisanych do MB, które składają się na JB_{OS} będącą w posiadaniu TAURON Dystrybucja jako POB_{OSD}. TAURON Dystrybucja może zlecić realizację funkcji OP, w całości bądź w części, innemu podmiotowi."

111) Punkt C.1.10. otrzymuje brzmienie:

„C.1.10. Na potrzeby rozliczeń RB, TAURON Dystrybucja wyznacza i udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, dla:

1) OSP jako zagregowane MB RB, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w WDB,

2) POB_Z jako zagregowane MB RB i MDD bilansowanych sprzedawców oraz dane bilansowanych URD_W i URD_{ME},

3) sprzedawców jako zagregowane MDD,

zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom."

112) W punkcie C.1.11.:

a) w lit. a) drugi bulet otrzymuje brzmienie:
" • za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane pomiarowe URD, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, po ich uzyskaniu przez TAURON Dystrybucja, zgodnie z pkt C.1.3. lit. a),"

b) w lit. b) drugi bulet otrzymuje brzmienie:
" • 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 TAURON Dystrybucja;"

113) W rozdziale C.2. usuwa się zwrot „Jednostki Grafikowej Bilansującej" oraz poniższe zwroty zastępuje się zwrotami:

a) „JG_{BI}" zastępuje się na „JB_{OS}",

b) „MDD URB_{SD}" zastępuje się na „MDD POB_{ZSU}",

c) „POB URB_{SD}" zastępuje się na „POB_{ZSU}",

d) „E_{hJGBIp}" zastępuje się na „E_{hJBOSp}",

e) „E_{JGBIp}" zastępuje się na „E_{JBOSp}",

f) „E_{URB_SD}" zastępuje się na „E_{POB_ZSU}",

g) „URB_{SD}" zastępuje się użyty w odpowiedniej liczbie i przypadku na „sprzedawca z urzędu",

h) „m-15" zastępuje się na „m+15",

i) „m-2, m-4 oraz m-15" zastępuje się na „m+2, m+4 , m+8 oraz m+15".

Ponadto w punkcie C.2.5. opis symbolu E_{URD_P} otrzymuje brzmienie:

„E_{URD_P} ilość energii elektrycznej pobrana z sieci TAURON Dystrybucja przez URD, dla których POB_{ZSU} nie jest sprzedawcą, a zapewnia jedynie bilansowanie handlowe.”

114) W punkcie D.3.4. lit. g) otrzymuje brzmienie:

„g) zasadach ustanawiania i zmiany POB_Z,”

115) Punkty od E.1. do E.10. otrzymują brzmienie:

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

POB_Z jest ustanawiany przez:

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

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

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

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

Powiadomienie, o którym mowa w ppkt 1) powinno być wysłane w formie elektronicznej na dedykowany adres poczty elektronicznej TAURON Dystrybucja lub zrealizowane poprzez dedykowany system informatyczny TAURON Dystrybucja, o ile system ten umożliwia dokonywanie takich powiadomień. TAURON Dystrybucja dopuszcza przekazanie powiadomienia w postaci papierowej.

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

Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB_Z na RB, jeżeli sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} przekaże TAURON Dystrybucja powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. ppkt 1) przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na RB przez dotychczasowego POB_Z. W takim przypadku zmiana POB_Z następuje po dokonaniu przez TAURON Dystrybucja pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

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

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

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

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

E.7. Jeżeli URD_W lub URD_{ME} utraci wskazany przez siebie POB_Z, wówczas URD_W lub URD_{ME}, w porozumieniu z TAURON Dystrybucja, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja, a TAURON Dystrybucja ma prawo do wyłączenia tego URD_W lub URD_{ME}, bez ponoszenia przez TAURON Dystrybucja 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 TAURON Dystrybucja a URD_W lub URD_{ME}.

E.8. TAURON Dystrybucja niezwłocznie po uzyskaniu od OSP informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na RB przez POB_Z powiadamia sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, którzy wskazali tego POB_Z, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB_Z. W takim przypadku sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do zmiany POB_Z. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB_Z, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału.

E.9. POB_Z, który prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania TAURON Dystrybucja oraz wyżej wymienionego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}, który go wskazał, o zawieszeniu lub zaprzestaniu niezależnie od przyczyny działalności na RB.

E.10. Powiadomienie TAURON Dystrybucja o zakończeniu prowadzenia przez POB_Z bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} albo o rozwiązaniu umowy o świadczenie usług bilansowania handlowego zawartej pomiędzy POB_Z a sprzedawcą albo pomiędzy POB_Z a URD_W albo między POB_Z a URD_{ME} powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez ww. podmioty, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed zakończeniem przez POB_Z bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}.

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

116) Dodaje się punkt G.6. w brzmieniu:

„G.6. 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.

117) Punkt H.4. otrzymuje brzmienie:

„H.4. TAURON Dystrybucja samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa w pkt A.1.1.:

1) przyjmowanie od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci,
2) udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
3) powiadamianie, z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
   a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
   c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli URD udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach,
4) informowanie na piśmie, lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:
   a) tygodniowym wyprzedzeniem – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
   b) rocznym wyprzedzeniem – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
   c) 3-letnim wyprzedzeniem – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci,
5) kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
6) przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez TAURON Dystrybucja dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt II.3.2.2.,

7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z Taryfy TAURON Dystrybucja,

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 TAURON Dystrybucja,

9) niezwłoczne przekazywanie URD protokołów z czynności określonych w ppkt 5) lub protokół z wykonania pomiarów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w pkt H.5. ppkt 5).”

118) W punkcie H.5. ppkt 5) otrzymuje brzmienie:

„5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do TAURON Dystrybucja przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. TAURON Dystrybucja dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. TAURON Dystrybucja przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów, a w przypadku URD w gospodarstwach domowych, niezwłocznie, jednak nie później niż w terminie 10 dni kalendarzowych od zakończenia pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonymi w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD na zasadach określonych w Taryfie TAURON Dystrybucja,”

119) W punkcie I.4. dodaje się lit. d) w brzmieniu:

„d) maksymalne możliwe do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.”

120) W SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI w OZNACZENIA SKRÓTÓW:

a) usuwa się oznaczenia skrótów: FPP, $_{F}$MDD, $_{P}$MDD, URB_{BIL}, URB_{GE}, URB_{PO}, URB_{O}, URB_{W}, MB_{AFW}, MB_{APV},

b) dodaje się oznaczenia skrótów:

DUB	Dostawca usług bilansujących
FRP	Fizyczny rejestr pomiarowy
JB	Jednostka bilansowa
JB$_{OS}$	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa
$_{AFD}$MB	$_{F}$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB

$_{FD}$MB $_{F}$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB

$_{FZ}$MB $_{F}$MB, w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB

MB$_{AH}$ $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej

MB$_{AI}$ $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii, inne niż cieplne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej

MB$_{AZ}$ $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe lub farmy fotowoltaiczne lub moduły wytwarzania energii będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej

MB$_{O}$ $_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD$_{O}$, reprezentujących odbiory energii elektrycznej

MB$_{OSD}$ $_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POB$_{OSD}$, reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja oraz sąsiednich OSDp, na napięciu niższym niż 110 kV

MB$_{W}$ $_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD$_{W}$ lub URD$_{ME}$, reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej

OP Operator pomiarów

OREB Okres rozliczania energii bilansującej

ORN Okres rozliczania niezbilansowania

POB$_{OSD}$ POB będący OSDp

POB$_{Z}$ POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów

POB$_{ZSU}$ POBz ustanowiony przez sprzedawcę z urzędu na terenie danego OSD

c) zmienia się oznaczenia skrótów:

MB$_{AM}$ $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej albo magazyn energii elektrycznej

MB$_{AO}$ $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory

MB$_{AW}$ $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii cieplne

$_{F}$MB Fizyczne MB

$_{W}$MB Ponadsieciowe (wirtualne) MB

P_{lt} Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P_{st}, występujących w okresie 2 godz., zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: i – sekwencję wartości P_{st}

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

POB Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie

SCO Samoczynne częstotliwościowe odłączanie

THD Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

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

gdzie:

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

121) W SŁOWNIKU SKRÓTÓW I DEFINICJI w POJĘCIACH I DEFINICJACH:

a) usuwa się definicje: „Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego ($_{F}$MDD)", „Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego ($_{P}$MDD)", „Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego ($_{F}$MB)", „Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)", „Układ pomiarowo-kontrolny", „Awaria sieciowa", „Awaria w systemie", „Obszar Rynku Bilansującego", „Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)", „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana", „Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana"

b) zmienia się następujące definicje:

Bilansowanie systemu Działalność gospodarcza wykonywana przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, w tym bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943.

Farma fotowoltaiczna Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania

słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.

Farma wiatrowa Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.

Grupy przyłączeniowe Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób:

a) grupa przyłączeniowa I – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
b) grupa przyłączeniowa II -podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
c) grupa przyłączeniowa III – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, ale niższym niż 110 kV,
d) grupa przyłączeniowa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW,
e) grupa przyłączeniowa V – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW,
f) grupa przyłączeniowa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci na czas określony, ale nie dłuższy niż rok.

Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana Moduł wytwarzania energii:

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

i OSD, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony,

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

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

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

Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem RB, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POB_Z a URD.

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

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

a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie 15-minutowym, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo

b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone z siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na

podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo

c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Niezbilansowanie	Niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 EB GL.
Ograniczenia sieciowe	Ograniczenia przesyłowe, o których mowa w art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943.
Operator pomiarów	Podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie przekazywania i pozyskiwania danych pomiarowych do/od OSP zgodnie z WDB.
Przekaźnik SCO	Wyodrębniony przekaźnik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której jest generowany sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Rynek bilansujący	Rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 EB GL.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
Zasilenie inicjalne	Przekazanie przez OSD do OSP danych pomiarowych dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, po otrzymaniu z OSP informacji o konieczności przekazania

	danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP

c) dodaje się definicje w brzmieniu:

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

	w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy URB a RB.
Moc bilansująca	Moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 EB GL.
Moduł parku energii	Moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 NC RfG.
Moduł wytwarzania energii	Moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 NC RfG.
Obszar RB	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w KSE, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami biorącymi udział w RB.
Okres rozliczania niezbilansowania	Okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL określony w WDB.
Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie	Podmiot w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943 uczestniczący w RB na podstawie umowy przesyłowej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSDp	OSDp który działając jako przedsiębiorstwo bilansujące: a) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią, oraz b) może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSDp związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów	Podmiot odpowiedzialny za 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.
Przerwa planowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest

	liczony od chwili otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa nieplanowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej	Miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii powiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana za pomocą układu pomiarowo-rozliczeniowego, będące jednocześnie rzeczywistym miejscem odbioru tej energii.
Stan odbudowy systemu	Stan odbudowy systemu , o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 38 SO GL.
Stan zagrożenia	Stan zagrożenia, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 37 SO GL.
Stan zaniku zasilania	Stan zaniku zasilania, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 22 SO GL.
Sterowany odbiór	Instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza posiadające zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację lub tę jednostkę.
Umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 2 Ustawy.
Umowa przesyłowa	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP.
Usługa IRP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP w postaci usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.
Usługi bilansujące	Usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 EB GL.
Zakład wytwarzania energii	Zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 NC RfG.

Zasób	Moduł wytwarzania energii, w tym instalacja 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.

122) W załączniku nr 1 do IRiESD w pkt 11.1.4. usuwa się drugi akapit.

123) W załączniku nr 1 do IRiESD usuwa się pkt 11.2.2., a istniejące pkt 11.2.3. i 11.2.4. otrzymują numer 11.2.2. i 11.2.3.

124) W Załączniku nr 1 do IRiESD nowy pkt 11.2.3. otrzymuje brzmienie:

„11.2.3. Postanowienia punktów 11.2.1. – 11.2.2. dotyczą także grup farm fotowoltaicznych objętych wspólnym systemem sterowania i regulacji dostępnym w ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy TAURON Dystrybucja.”