



PROJEKT

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI

SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

energii elektrycznej

Data wejścia w życie: 10 lutego 2014 r.

Tekst ujednolicony uwzględniający zmiany wprowadzone:

- Kartą Aktualizacji nr 1/2017 z dnia 3 marca 2017 r.
- Kartą Aktualizacji nr 2/2017 z dnia 22 czerwca 2017 r.
- Kartą Aktualizacji nr 1/2019 z dnia 27 maja 2019 r.
- Kartą Aktualizacji nr 1/2021 z dnia 16 lutego 2021 r.
- Kartą Aktualizacji nr 1/2024 z dnia 2024 r.

Tekst zatwierdzony przez:

.....

.....

Tekst jednolity obowiązujący od dnia 2024 r.

Niniejsza instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej została zatwierdzona i wprowadzona do stosowania decyzją Zarządu ANWIL Spółka Akcyjna.

Postanowienia instrukcji obowiązują z datą wpisaną na stronie tytułowej niniejszej instrukcji.

I. CZĘŚĆ OGÓLNA	5
I.A. Postanowienia ogólne	5
I.B. Podstawy prawne opracowania IRiESD	6
I.C. Zakres przedmiotowy i podmiotowy IRiESD oraz struktura IRiESD	6
I.D. Wejście w życie IRiESD oraz tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD	8
I.E. Współpraca z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego	9
II. WARUNKI KORZYSTANIA, PROWADZENIA RUCHU, EKSPLOATACJI I PLANOWANIA ROZWOJU SIECI	9
II.A. Postanowienia ogólne	9
II.B. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców końcowych.....	10
II.C. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych	17
II.D. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących.....	19
II.E. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo- rozliczeniowych	30
II.F. Warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej	44
II.G. Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci.....	49
II.H. Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej OSDp.....	54
II.I. Dane przekazywane przez podmioty do OSDp	60
II.J. Współpraca OSDp z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu	65
II.K. Wymiana informacji pomiędzy OSDp i użytkownikami systemu	65
II.L. Warunki i sposób planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych.....	71
II.M. Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	71
II.N. Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej OSDp.....	83
II.O. Parametry jakościowe energii elektrycznej	84
II.P. Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej	85

III. BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMi SYSTEMOWYMI.....	87
III.A. Postanowienia wstępne.....	87
III.B. Warunki formalno-prawne uczestnictwa w procesie bilansowania.....	88
III.C. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych.....	92
III.D. Procedura zgłaszania do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej oraz zawierania umów dystrybucji z URDo	94
III.E. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych	96
III.F. Procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe.....	98
III.G. Postępowanie reklamacyjne.....	99
III.H. Procedury zmiany sprzedawcy	100
III.I. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	103
III.J. Zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.....	104
III.K. Zasady rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej dla URD którzy mają zawarte umowy dystrybucji	115
III.L. Zasady sprzedaży rezerwowej dla URD którzy mają zawarte umowy kompleksowe ..	122
III.M. Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia.....	122
IV. Słownik skrótów i pojęć.....	127
IV.A. Słownik skrótów	127
IV.B. Słownik pojęć.....	129

I. CZĘŚĆ OGÓLNA

I.A. Postanowienia ogólne

- I.A.1.** ANWIL S.A. będąc operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (dalej także jako: „OSD” lub zamiennie jako: „OSDp”), zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. tj. z 2019 poz. 755 wraz ze zm.) - dalej jako: „ustawa Prawo energetyczne”, jest przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialnym za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
- I.A.2.** Zakres odpowiedzialności Operatora Systemu Dystrybucyjnego został określony w art. 9c ust. 3 ustawy Prawo energetyczne.
- I.A.3.** ANWIL S.A. został wyznaczony Operatorem Systemu Dystrybucyjnego decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezes URE”) **nr DPE-4711-111(5)/2010/738/KJu z dnia 30 czerwca 2011 r.** (wraz z późniejszymi zmianami).
- I.A.4.** ANWIL S.A. posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej nr **DEE/96-ZTO/738/W/OPO/2007/MP** wydaną przez Prezesa URE w dniu **18 lipca 2007 r.** (wraz z późniejszymi zmianami).
- I.A.5.** ANWIL S.A. ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań zgodnie z obowiązującym prawem.
- I.A.6.** Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci ANWIL S.A. lub korzystający z usług świadczonych przez ANWIL S.A. są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (dalej „IRiESD”) zatwierdzonej przez Zarząd spółki ANWIL S.A. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.
- I.A.7.** IRiESD przestaje obowiązywać podmioty zobowiązane do jej stosowania (wymienione w podpunkcie I.C.6.) z datą łącznego spełnienia następujących warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej ANWIL S.A.,
 - 2) rozwiązanie z ANWIL S.A. umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

I.B. Podstawy prawne opracowania IRiESD

I.B.1. Niniejsza IRiESD została opracowana na podstawie krajowych aktów prawnych, spełnia wymagania:

- 1) ustawy Prawo energetyczne (w szczególności Art. 9g) oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych;
- 2) wynikające z koncesji Operatora Systemu Dystrybucyjnego ANWIL Spółka Akcyjna na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/96-ZTO/738/W/OPO/2007/MP wydaną przez Prezesa URE w dniu 18 lipca 2007 r. (wraz z późniejszymi zmianami);
- 3) określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej „IRiESP”), opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (dalej „OSP”), zatwierdzonej przez decyzję Prezesa URE.

I.C. Zakres przedmiotowy i podmiotowy IRiESD oraz struktura IRiESD

I.C.1. IRiESD składa się z następujących części:

- 1) Część ogólna;
- 2) Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci;
- 3) Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

I.C.2. IRiESD – Część ogólna, zawiera ogólne informacje o OSDp ANWIL i IRiESD. Określa podstawę prawną, zakres, założenia oraz strukturę instrukcji i podmioty zobowiązane do jej przestrzegania. Informuje o trybie jej wdrożenia i wprowadzania w niej zmian.

I.C.3. IRiESD – „Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci” określa:

- 1) zasady przyłączania do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców końcowych;
- 2) warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej;
- 3) mechanizmy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci;
- 4) system prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej OSDp;
- 5) sposób współpracy OSDp z innymi operatorami i przekazywania informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu;
- 6) warunki i sposób planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych;
- 7) zagadnienia związane z bezpieczeństwem funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;
- 8) standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej OSDp;
- 9) wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej.

I.C.4. IRiESD – „Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi” określa:

- 1) procedurę zgłaszania do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej oraz zawierania umów dystrybucji z URDO;
- 2) zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych;
- 3) procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe;
- 4) postępowanie reklamacyjne;
- 5) procedury zmiany sprzedawcy;
- 6) metody zarządzania ograniczeniami systemowymi.
- 7) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

I.C.5. Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte do stosowania przez ANWIL S.A. instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy.

I.C.6. Postanowienia IRiESD obowiązują:

- 1) OSDp ANWIL S.A.,
- 2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ANWIL S.A.,
- 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ANWIL S.A.,
- 4) przedsiębiorstwa obrotu,
- 5) sprzedawców,
- 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej ANWIL S.A.,
- 7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).
- 8) w zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSDp ANWIL S.A., niezależnie od praw własności tych urządzeń.

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- a) OSDp ANWIL S.A.,
- b) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
- c) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym

przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców,

- d) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym.

I.D. Wejście w życie IRiESD oraz tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD

I.D.1. Wejście w życie IRiESD:

- 1) IRiESD, jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu przez Zarząd ANWIL S.A.
- 2) IRiESD oraz wszelkie zmiany IRiESD wchodzi w życie z dniem podpisania przez Zarząd ANWIL S.A., chyba że zastrzeżono inaczej.
- 3) Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- 4) OSDp publikuje obowiązującą IRiESD na swojej stronie internetowej oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

I.D.2. Tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD.

I.D.2.1. W zależności od potrzeb, OSDp ANWIL S.A. przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.

I.D.2.2. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD lub poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD (dalej „Karta aktualizacji”).

I.D.2.3. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

I.D.2.4. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:

- 1) przyczynę aktualizacji IRiESD;
- 2) zakres aktualizacji IRiESD;
- 3) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD.

W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRiESD, a zapisami Karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w Karcie aktualizacji.

Karty aktualizacji stanowią załączniki do IRiESD.

I.D.2.5. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:

- 1) OSDp opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,

- 2) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji OSDp publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.D.2.6. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.D.2.7. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSDp:
- 1) dokonuje analizy otrzymanych uwag;
 - 2) opracowuje nową wersję IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi;
 - 3) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, w tym uzasadnienie braku uwzględnienia uwagi;
 - 4) zatwierdza przez Zarząd ANWIL S.A. IRiESD lub Kartę aktualizacji, wraz z raportem z procesu konsultacji;
 - 5) publikuje na swojej stronie internetowej zatwierdzoną nową wersję IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z raportem z procesu konsultacji.
- I.D.2.8. IRiESD albo Kartę aktualizacji zatwierdzoną stosowną decyzją wskazaną w pkt I.D.1.1. wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzonych zmian OSDp publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- I.D.2.9. Po podpisaniu przez Zarząd ANWIL S.A. zaktualizowanej IRiESD wszystkie podmioty wymienione szerzej w podpunkcie I.C.6. są zobowiązane do przestrzegania jej zapisów.
- I.D.2.10. W przypadku rozbieżności między zapisami IRiESD, a przepisami prawa, w szczególności ustawy Prawo energetyczne i rozporządzeń wykonawczych do tej ustawy, stosuje się właściwe przepisy prawa.

I.E. Współpraca z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego

- I.E.1.** ANWIL S.A. realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Zgodnie z postanowieniami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, ANWIL S.A. realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego jako OSDp, tj. operator systemu dystrybucyjnego posiadający bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

II. WARUNKI KORZYSTANIA, PROWADZENIA RUCHU, EKSPLOATACJI I PLANOWANIA ROZWOJU SIECI

II.A. Postanowienia ogólne

- II.A.1.** ANWIL S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego posiadający bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDp) prowadzi ruch, eksploatację, planowanie rozwoju sieci, której jest właścicielem (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną OSDp”), zgodnie z niniejszą częścią IRiESD (zwaną dalej „IRiESD-Korzystanie”).
- II.A.2.** ANWIL S.A. realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego określone w IRiESD-Korzystanie w systemie dystrybucyjnym, którego obszar został określony w decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu ANWIL S.A. operatorem systemu dystrybucyjnego. W szczególności, na system dystrybucyjny, o którym mowa powyżej składają się urządzenia, instalacje i sieci o napięciu znamionowym ich pracy 110 kV, 10 kV, 6 kV i niższym.
- II.A.3.** W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD-Korzystanie dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny ANWIL S.A., niezależnie od praw własności tych urządzeń.
- II.A.4.** W zakresie realizacji obowiązków określonych w IRiESD-Korzystanie OSDp współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.
- II.B. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców końcowych**
- II.B.1. Zasady przyłączania**
- II.B.1.1.** Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej OSDp następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSDp oraz określonych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.B.1.2.** Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSDp obejmuje:
- 1) pozyskanie przez podmiot od OSDp wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia;
 - 2) złożenie przez podmiot u OSDp wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSDp;
 - 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV – wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSDp we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia;
 - 4) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia źródła energii elektrycznej nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, a wnioskodawca wpłacił

- zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie, to OSDp niezwłocznie zwraca zaliczkę, informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia i pozostawia wniosek bez rozpatrzenia;
- 5) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSDp niezwłocznie zwraca zaliczkę;
 - 6) pisemne potwierdzenie przez OSDp, złożenia przez wnioskodawcę wniosku, określające w szczególności datę złożenia wniosku;
 - 7) dla podmiotów przyłączanych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV pisemne potwierdzenie złożenia wniosku następuje w wydanych warunkach przyłączenia;
 - 8) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez OSDp ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW;
 - 9) wydanie przez OSDp warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie;
 - 10) zawarcie umowy o przyłączenie;
 - 11) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia;
 - 12) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. OSDp zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci;
 - 13) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
 - 14) Przyjęcie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji.
- II.B.13. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDp urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych lub linii bezpośrednich składa wnioski o określenie warunków przyłączenia.
- II.B.14. Gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w ANWIL S.A. do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie punktu II.B.1.3.

niniejszej instrukcji. OSDp publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej. Zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji, zawiera w szczególności:

- 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy mikroinstalacji;
- 2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalacje wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a. ustawy Prawo energetyczne.

II.B.15. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia oraz zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji określa OSDp. Wzory wniosków OSDp udostępnia na swojej stronie internetowej oraz w siedzibie OSDp.

II.B.16. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.

II.B.17. **Do wniosku, o którym mowa w pkt II.B.1.3. należy dołączyć:**

- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
- 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
- 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innego niż mikroinstalacje), 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. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,
- 4) inne załączniki, określone we wzorze wniosku, wymagane przez OSDp, zawierające informacje niezbędne dla określenia warunków przyłączenia.

II.B.18. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa OSDp.

II.B.1.9. Warunki przyłączenia do sieci określają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 3) moc przyłączeniową,
- 4) rodzaj połączenia z siecią dystrybucyjną OSDp instalacji lub innych sieci określonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 6) wymagania wynikające z IRiESD,
- 7) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 9) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- 11) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
- 12) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
- 13) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;
- 14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 15) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - c) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - d) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji.
- 16) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażenia w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- 17) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.

II.B.1.10. Miejscem dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V, za wyjątkiem źródeł energii elektrycznej, zależnie od rodzaju przyłącza, są:

- 1) przy zasilaniu kablem ziemnym z przyłączem kablowym - zaciski prądowe na wyjściu przewodów od zabezpieczenia w złączu, w kierunku instalacji odbiorcy;
- 2) w budynkach wielolokalowych - zaciski prądowe na wyjściu od zabezpieczeń głównych w złączu, w kierunku instalacji odbiorców;
- 3) w złączu zintegrowanym z układem pomiarowo-rozliczeniowym - zaciski na listwie zaciskowej w kierunku instalacji odbiorczej.

W uzgodnionych z przyłączanym podmiotem przypadkach dopuszcza się określenie miejsca dostarczania energii w sposób inny niż podany powyżej.

II.B.1.11. OSDp wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

- 1) 21 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
- 2) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
- 3) 60 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło,
- 4) 120 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej – dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV wyposażonego w źródło,
- 5) 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.

W szczególnie uzasadnionych przypadkach OSDp może przedłużyć terminy określone powyżej o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla poszczególnych grup przyłączeniowych za uprzednim zawiadomieniem podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia.

Do wniosków o określenie warunków przyłączenia złożonych po wejściu w życie zmian wynikających z przepisów prawa, o jakich mowa w pkt 2 Karty Aktualizacji nr 1/2021, a przed wejściem w życie Karty Aktualizacji nr 1/2021, stosuje się właściwe przepisy ustawy Prawo energetyczne.

II.B.1.12. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia lub przez okres ważności umowy o przyłączenie.

- II.B.1.13. Wraz z określonymi przez OSDp warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.B.1.14. Warunki przyłączenia oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny („założenia do ekspertyzy”), dla urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej, połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV, wymagają uzgodnienia z OSP.
- II.B.1.15. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSDp realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.B.1.16. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDp powinna zawierać co najmniej:
- 1) strony zawierające umowę,
 - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
 - 3) termin realizacji przyłączenia,
 - 4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
 - 5) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSDp i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - 8) warunki udostępnienia OSDp nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
 - 9) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
 - 10) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
 - 11) moc przyłączeniową,
 - 12) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSDp,
 - 13) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
 - 14) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.B.1.17. OSDp ma prawo do kontroli spełniania przez przyłączane oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci, wymagań określonych w warunkach przyłączenia, zawartych umowach oraz do kontroli układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
- II.B.1.18. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.B.1.17, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy.

- II.B.1.19. Podmioty zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcję współpracy podlegającą uzgodnieniu z OSDp przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.B.1.20. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDp urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- II.B.1.21. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 5 MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej OSDp są zobowiązani do dokonania zgłoszenia do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Kopie zgłoszeń przesyłane są do OSDp.

II.B.2. Zasady odłączania

- II.B.2.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSDp określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSDp oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.
- II.B.2.2. OSDp odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej OSDp w przypadku:
- 1) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - 2) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.B.2.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSDp składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- 1) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - 2) przyczynę odłączenia,
 - 3) proponowany termin odłączenia.
- II.B.2.4. OSDp ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDp uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSDp o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSDp informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci.
- II.B.2.5. OSDp dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej Anwil S.A. uzgadnia z OSDp tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.B.2.6. OSDp uzgadnia z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDp ma

wpływ na warunki pracy sieci tych operatorów.

- II.B.27. OSDp uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów, dla których wymagane jest uzgodnienie z operatorem systemu przesyłowego warunków przyłączenia.
- II.B.28. W niezbędnych przypadkach OSDp zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSDp, określające w szczególności:
- 1) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - 2) termin odłączenia,
 - 3) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSDp za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - 4) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
 - 5) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.C. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

II.C.1. Wymagania ogólne

- II.C.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych OSDp urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
 - 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
 - 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobraną energię elektryczną.

- II.C.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.C.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.
- II.C.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa URE.
- II.C.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia, powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej.

II.C.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców

- II.C.2.1. Urządzenia przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz powinny być wyposażone w aparaturę zapewniającą likwidację zwarć przez zabezpieczenia.
- II.C.2.2. Czasy trwania zwarć wyłączanych przez zabezpieczenie podstawowe w strefie podstawowej w urządzeniach przyłączonych do sieci 110 kV mają być nie dłuższe niż 150 ms.
- II.C.2.3. Transformatory przyłączone do sieci zamkniętej, poprzez które zasilane są urządzenia, instalacje i sieci odbiorców, powinny być:
 - 1) wyposażone w regulację zaczepową działającą pod obciążeniem w sieci 110kV,
 - 2) przystosowane do współpracy z nadrzędnymi układami regulacji.
- II.C.2.4. W celu dotrzymania wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej odbiorca przyłączony do sieci powinien instalować urządzenia eliminujące wprowadzanie odkształceń napięcia i prądu. Rodzaj instalowanych urządzeń, eliminujących wprowadzanie odkształceń napięcia i prądu, odbiorca powinien uzgodnić z OSDp ANWIL.
- II.C.2.5. Czas wyłączania zwarć w urządzeniach przyłączonych do sieci 110 kV przez zabezpieczenie rezerwowe ma być nie dłuższy niż ustalony przez operatora systemu dystrybucyjnego.

II.C.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

- II.C.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- II.C.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt.II.C.3.3 są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a ANWIL S.A., z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 2 do IRiESD.
- II.C.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w pkt.II.C.3.2 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- 1) układów wzbudzenia,
 - 2) układów regulacji napięcia,
 - 3) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek
 - 4) wytwórczych (ARNE),
 - 5) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
 - 6) urządzeń regulacji pierwotnej,
 - 7) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
 - 8) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
 - 9) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
 - 10) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
 - 11) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.
- II.C.3.4. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 110 kV, SN i nN, określone są w pkt.II.D.5.

II.D. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

II.D.1. Wymagania ogólne

- II.D.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach budowanych i modernizowanych.
- II.D.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez ANWIL S.A. Dotyczy to urządzeń czynnych, jak i nowoprojektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez ANWIL S.A.
- Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące

- z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.
- II.D.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
 - II.D.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać co najmniej rodzaj i usytuowanie układu zabezpieczeniowego, warunki współpracy, dane techniczne i inne wymagania w zakresie EAZ.
 - II.D.1.5. ANWIL S.A. określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ANWIL S.A.
 - II.D.1.6. ANWIL SA dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.
 - II.D.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
 - II.D.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk groźących zbędnymi zadziałaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.
 - II.D.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
 - II.D.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
 - II.D.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin.
 - II.D.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika.
 - II.D.1.13. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych

urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.

II.D.1.14. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej ANWIL S.A. zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W modernizowanych obiektach, w rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV. 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 współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.

II.D.2. Wymagania dla sieci 110 kV

II.D.2.1. Nastawienia EAZ w koordynowanej sieci 110 kV są koordynowane przez OSP.

II.D.2.2. Wszystkie zabezpieczenia linii 110 kV działają na wyłączenie.

II.D.2.3. Szyny zbiorcze rozdzielni oraz stacji o górnym napięciu 110 kV należy wyposażyć w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający selektywne wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem, a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.

II.D.3. Wymagania dla transformatorów

II.D.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 zwarciove, 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: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-podmuchowe przełącznika zaczeów.

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.

II.D.3.2. Transformatory SN/SN i nN/SN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w (zapisy nie dotyczą transformatorów współpracujących z jednostkami wytwórczymi):

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, 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: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-przepływowe przełącznika zaczeów.

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

II.D.4. Wymagania dla sieci SN

II.D.4.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.D.4.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w polach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciovego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.D.4.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:

- 1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
- 2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.

II.D.4.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

- 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli

składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,

- 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,
- 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
- 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.D.4.5. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.D.4.6. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych,
- 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej, jeśli jest taka potrzeba,
- 4) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SZR,
- 5) SZR/SPN lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli ANWIL S.A. tego wymaga.

II.D.4.7. Rozdzielnie SN, do których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub
- 3) na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 4) układy automatyki SZR z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli

przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,

- 5) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 6) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 7) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola
oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.D.4.8. Pola rozdzielni współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciowe o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej, zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 4) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje możliwość utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola,
oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.D.4.9. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

- 1) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wyprowadzeniach,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od skutków zwarć zewnętrznych,
- 3) zabezpieczenia fabryczne transformatora.

- II.D.4.10. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCh lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.
- II.D.4.11. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego nie wyłączzonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji zależy od wymagań OSDp, warunków eksploatacji i może powodować:
- 1) dla transformatorów dwuuzwojeniowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
 - 2) dla transformatorów trójuzwojeniowych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron,
 - 3) wyłączenie pola potrzeb własnych (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane),
 - 4) wyłączenie rezystora uziemiającego (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane).
- II.D.4.12. W przypadku sieci uziemionej przez rezystor, każde automatyczne wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola transformatora uziemiającego lub rezystora.
- II.D.4.13. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:
- 1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,
 - 2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciove działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie (zabezpieczenie ma być aktywne do 10 s po załączeniu wyłącznika),
 - 3) w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub odpowiednie powiązanie z zabezpieczeniem nadprądowym w punkcie neutralnym transformatora uziemiającego.
- II.D.4.14. 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 mają być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie ma zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
 - 2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN.
- II.D.4.15. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:
- 1) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych.

Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,

- 2) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
- 3) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania.

II.D.4.16. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

- 1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczytkowego (zalecane),
- 2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.D.4.17. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.D.4.18. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.D.4.19. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
- 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
- 3) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej.

II.D.4.20. ANWIL SA decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.

II.D.4.21. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z ANWIL S.A. lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t=f(U)$ podaną w Załączniku nr 2.

II.D.4.22. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

II.D.4.23. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.

II.D.4.24. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.

- II.D.4.25. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe zwłoczne,
 - 2) nadprądowe zwarciove,
 - 3) nad- i pod-napięciowe,
 - 4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
 - 5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe.
- II.D.4.26. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
 - 2) nad- i podnapięciowe,
 - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) ziemnozwarciowe.
- II.D.4.27. Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSDp może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.
- II.D.4.28. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.D.4.29. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.
- II.D.4.30. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami oprócz zabezpieczeń wymienionych w punktach do II.D.4.17 do II.D.4.19 oraz od II.D.4.22 do II.D.4.29 powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- II.D.4.31. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ANWIL S.A. zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego ANWIL S.A., a tym samym utrzymywania tych elementów w należytych stanie technicznym.
- W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z ANWIL S.A. w szczególności podmiotom tym zabrania się:
- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
 - 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,

3) zmiany nastaw i sposobu działania.

II.D.4.32. ANWIL S.A. może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.D.4.33. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

II.D.4.34. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej ANWIL S.A. podlegają im również urządzenia EAZ.

II.D.5. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki

II.D.5.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują ANWIL S.A. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ANWIL S.A.

II.D.5.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje. Należy dążyć do wyposażenia w układy telemechaniki stacji elektroenergetycznych z obsługą.

II.D.5.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

- 1) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
- 2) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,
- 3) systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
- 4) połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach winne być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
- 5) należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów

telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,

- 6) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,
- 7) należy dążyć do tego, aby czas reakcji całego systemu nadzoru (stacyjnego i nadrzędnego) nie przekraczał kilku sekund, a rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.

II.D.5.4. Rozdzielnie 110kV powinny być modernizowane w zakresie telemechaniki do standardu umożliwiającego co najmniej:

- 1) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- 2) Telesygnalizację:
 - stanu położenia łączników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.
- 3) Telemetrię:
 - pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.D.5.5. Rozdzielnie 110kV podmiotów zewnętrznych powinny retransmitować do Dyżurnego Elektryka prowadzącego ruch sieci dystrybucyjnej ANWIL S.A. co najmniej następujące informacje:

- 1) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110kV,
- 2) zbiorczą sygnalizację awaryjną,
- 3) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,
- 4) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach

odpływowych rozdzielni 110kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.D.5.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być modernizowane co najmniej do standardu telemechaniki umożliwiającej:

- 1) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- 2) Telesygnalizację:
 - stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację przeciwpożarową.
- 3) Telemetrię:
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.D.5.7. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.D.5.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz., natomiast systemy nadzoru na stanowisku Dyżurnego Elektryka powinny być zasilane napięciem bezprzerwowym zapewniającym nieograniczony czas zasilania (układ ze stacjonarnym lub przewoźnym agregatem prądotwórczym).

II.E. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

II.E.1. Wymagania ogólne

II.E.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie

w przypadkach:

- 1) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- 2) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy,
- 3) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa rozdzielenia umów kompleksowych i świadczenia usług na podstawie dwóch odrębnych umów sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD spoczywa na ich właścicielu.

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w niniejszej IRiESD.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy nie będący własnością ANWIL S.A., powinien spełniać powyższe wymagania na dzień podpisania umowy dystrybucji o której mowa w pkt. III.D.1 Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością ANWIL S.A. powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy.

- II.E.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację i/lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) i/lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność działania (świadectwo wzorcowania – dla liczników; protokół lub świadectwo badania kontrolnego – dla przekładników). Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.

Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do ANWILU S.A. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokółów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium

zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

II.E.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.E.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

- 1) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
- 2) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
- 3) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia,

Za zgodą ANWIL S.A., w szczególnie uzasadnionych przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla nowo przyłączanych odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy znamionowej transformatora do 400 kVA włącznie. Zgoda ANWIL S.A. uwarunkowana jest m.in. akceptacją przez odbiorcę doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie.

II.E.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ANWIL S.A., będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.

II.E.1.6. ANWIL S.A. instaluje i parametryzuje własne liczniki rozliczeniowe w układzie podstawowym zapewniając transmisję do LSPR. W uzgodnieniu z OSDp podmiot przyłączony może zainstalować własny licznik rozliczeniowy wielointerfejsowy w układzie podstawowym, przy czym zostanie on sparametryzowany przez ANWIL w sposób zapewniający realizację potrzeb ANWILU i nadrzędność transmisji danych z układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej do LSPR - SKOME.

II.E.1.7. ANWIL S.A. wraz z PSE S.A. uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

II.E.1.8. ANWIL S.A. wraz z PSE S.A. uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.E.1.9. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 9 kategorii:

- 1) kat. A1 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia,

- instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
- 2) kat. A2 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA,
 - 3) kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
 - 4) kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
 - 5) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
 - 6) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
 - 7) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 800 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh,
 - 8) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,
 - 9) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy przyłączeniowej podmiotu.

Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków o których mowa w pkt.II.E.1. podpunkt 1), 2), 3).

- II.E.1.10. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:
- 1) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
 - 2) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,
 - 3) jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
 - 4) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
- II.E.1.11. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem interfejsów elektrycznych liczników energii elektrycznej.
- ANWIL S.A. instaluje podstawowy układ transmisji danych pomiarowych z interfejsu elektrycznego licznika rozliczeniowego układu podstawowego. Ustala dla licznika wykorzystywany protokół transmisji danych. Dla układów rezerwowych i kontrolnych określa wymagania co do szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi
- II.E.1.12. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:
- 1) dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
 - 2) dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego.
- Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- II.E.1.13. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa ANWIL S.A., w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.
- II.E.1.14. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą ANWIL S.A., dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu

znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie. W przypadku źródeł, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

- 1) 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,
- 2) 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,
- 3) 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.

W przypadku zastosowania przekładników prądowych o klasie dokładności 0,5S lub 0,2S ich prąd znamionowy wtórny winien wynosić 5A.

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

- II.E.1.15. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających. Minimalna moc uzwojeń wtórnych przekładników napięciowych winna być 5VA, przy takiej mocy nie jest wymagana stosowanie rezystorów dociążających.
- II.E.1.16. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 5 . Dla przekładników prądowych SN, o klasie dokładności 0,2s dopuszcza się stosowanie $FS \leq 10$. W przypadku modernizacji układów rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku $FS > 5$, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD. Wytrzymałość zwarciowa cieplna i dynamiczna przekładników prądowych winna być dobrana do mocy zwarciowej wyznaczonej dla miejsca zainstalowania.
- II.E.1.17. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.E.1.18. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej, zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.E.1.9, następuje na wniosek odbiorcy lub ANWIL S.A. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.E.1.19. W przypadku zmiany charakteru odbioru, ANWIL S.A. może nakazać prowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).
- II.E.1.20. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę

- lub ANWIL S.A. (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- II.E.1.21. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.E.1.22. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i ANWIL S.A.
- II.E.1.23. ANWIL S.A. przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż ANWIL SA, to podmiot ten ma obowiązek przekazać ANWIL S.A. zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.E.1.24. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykáže błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.E.1.25. ANWIL S.A. przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.E.1.26. Jeżeli ANWIL S.A. nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSDp zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.E.1.27.
- II.E.1.27. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. ANWIL S.A. umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.E.1.28. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.E.1.27. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.E.1.29. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD. W uzasadnionych przypadkach, na okres zdemontowania elementu układu pomiarowego, ANWIL S.A. może odpłatnie użyczyć zastępczy element układu pomiarowego.
- II.E.1.30. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu

pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.E.1.23. i pkt. II.E.1.27., a ANWIL S.A. dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.

- II.E.1.31. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego
- II.E.1.32. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, ANWIL S.A. wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.E.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A.

- II.E.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe **kategorii A1** powinny spełniać następujące wymagania:
- 1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - 3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR ANWIL S.A.
- II.E.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe **kategorii A2** powinny spełniać następujące wymagania:
- 1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - 3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR ANWIL S.A.
- II.E.2.3. Układy pomiarowo - rozliczeniowe **kategorii A3** powinny spełniać następujące wymagania:
- 1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
 - 3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR ANWIL S.A.

- II.E.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:
- 1) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.E.2.1.,
 - 2) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.E.2.2.
- II.E.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:
- a) posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy utrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
 - c) umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.E.2.6. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR ANWIL S.A., w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem interfejsów elektrycznych liczników energii elektrycznej.
- II.E.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

II.E.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.

- II.E.3.1. Dla układów pomiarowych **kategorii B1**, powinny być spełnione następujące wymagania:
- 1) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
 - 2) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - 3) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - 4) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - 5) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie

w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

- 6) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- 7) układy pomiarowe powinny zapewniać transmisję danych do LSPR ANWIL S.A. co najmniej raz na dobę,
- 8) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej),
- 9) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.E.3.2. Dla układów pomiarowych **kategorii B2**, powinny być spełnione następujące wymagania:

- 1) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
- 2) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- 3) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- 4) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- 5) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- 6) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- 7) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR ANWIL S.A. co najmniej raz na dobę,
- 8) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.E.3.3. Dla układów pomiarowych **kategorii B3**, powinny być spełnione następujące wymagania:

- 1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2)

służące do pomiaru energii czynnej,

- 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- 3) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- 4) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- 5) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR ANWIL S.A. co najmniej raz na dobę,
- 6) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.E.3.4. Dla układów pomiarowych **kategorii B4**, powinny być spełnione następujące wymagania:

- 1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii czynnej,
- 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo – rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- 3) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- 4) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- 5) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR ANWIL S.A. co najmniej raz na dobę,
- 6) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.E.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.E.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych **kategorii C1** są następujące:

- 1) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej;
- 2) ANWIL SA może zdecydować o konieczności:
 - a) realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci

- pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni,
- b) realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR ANWIL S.A.,
 - c) pomiaru mocy i energii biernej.

II.E.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych **kategorii C2** są następujące:

- 1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii czynnej,
- 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo – rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- 3) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- 4) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR ANWIL S.A. co najmniej raz na dobę,
- 5) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.E.5. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.E.5.1. ANWIL S.A. odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.E.5.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego oraz podmiotami zakwalifikowanymi do I i II grupy przyłączeniowej, a w przypadkach określonych przez ANWIL S.A. również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.

II.E.5.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.E.5.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.

II.E.6. Wymagania dla obiektów istotnych z punktu widzenia planu obrony systemu lub planu odbudowy

II.E.6.1. Wymagania techniczne dla:

- 1) obiektów istotnych dla planu obrony systemu lub planu odbudowy, tj. jednostek wytwórczych:
 - a) o mocy 50 MW lub wyższej, do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG;

- b) będących modułami wytwarzania energii typu C i D, do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG;
- 2) dostawców usług w zakresie odbudowy,
podlegają uzgodnieniu z OSP i zatwierdzeniu przez Prezesa URE (TCM opracowany na podstawie NC ER).
TCM opracowany na podstawie NC ER jest udostępniany przez OSP znaczącym użytkownikom sieci (dalej „SGU”) i dostawcom usług w zakresie odbudowy, w zakresie ich dotyczącym.
- II.E.6.2. Służby dyspozytorskie lub ruchowe SGU i dostawców usług w zakresie odbudowy powinny być wyposażone w systemy łączności głosowej posiadające zdolność do realizacji łączności głosowej z centrum dyspozytorskim OSP i ANWIL S.A.. System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP w porozumieniu z ANWIL S.A., na podstawie NC ER i publikowane na stronie internetowej OSP, zapewniające komunikację przez co najmniej 24 godziny po wystąpieniu stanu zaniku napięcia na rozdzielni zasilającej potrzeby własne obiektu będącego w posiadaniu SGU lub dostawcy usług w zakresie odbudowy.
- II.E.6.3. SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy może powierzyć sterowanie swoim obiektem innemu podmiotowi posiadającemu zdolność do realizacji łączności głosowej, spełniającej wymagania, o których mowa w pkt II.E.6.2. i w takim przypadku SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy odpowiedzialny jest za działania i zaniechania tego innego podmiotu, któremu powierzył sterowanie obiektem, jak za własne działanie lub zaniechanie.
- II.E.6.4. Obiekty istotne dla planu odbudowy, w szczególności rozdzielnie, o których mowa w pkt II.E.6.5. i II.E.6.6., wyszczególnione w wykazie opracowanym przez OSP zgodnie z NC ER i stanowiącym element planu odbudowy, podlegają zgłoszeniu Prezesowi URE przez OSP, zgodnie z NC ER. Wykaz ten jest aktualizowany przez OSP podczas cyklicznego przeglądu planu odbudowy, prowadzanego zgodnie z NC ER.
- II.E.6.5. Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 110 kV ANWIL S.A. uznaje się za obiekty istotne dla planu odbudowy.
Po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlega ona zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP:
- 1) bezpośrednio w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci przesyłowej;
 - 2) przez ANWIL S.A. – w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci ANWIL S.A.;
 - 3) przez OSDn za pośrednictwem ANWIL S.A., zgodnie z postanowieniami pkt II.J. – w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią ANWIL S.A..

OSP uwzględnia rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt II.E.6.4. Po dokonaniu przez OSP zgłoszenia Prezesowi URE zmian w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje ANWIL S.A. o aktualizacji tego wykazu. W przypadku, o którym mowa w pkt 3) ANWIL S.A. informuje właściwego OSDn, a operator ten informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

- II.E.6.6. Rozdzielnia istniejąca, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, powinna zostać, przy udziale OSP, poddana ocenie ANWIL S.A., pod kątem jej znaczenia dla planu odbudowy. W przypadku uznania jej za obiekt istotny dla planu odbudowy właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt II.E.6.5.

Rozdzielnię istniejącą, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy 50 MW lub wyższej uznaje się za istotną dla planu odbudowy. Właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt II.E.6.5.

Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy, OSP uwzględnia w wykazie o którym mowa w pkt II.E.6.4 i zgłasza Prezesowi URE zmiany w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu.

Odpowiednio ANWIL S.A. albo OSDn, informuje właściciela rozdzielni istniejącej, o wprowadzeniu jego obiektu do wykazu i konieczności dostosowania go do wymogów technicznych w okresie do 5 lat od daty zgłoszenia Prezesowi URE.

- II.E.6.7. Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy powinny posiadać autonomiczne zasilanie rezerwowe, zapewniające prawidłowe jej działanie przez co najmniej 24 godziny, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tej rozdzielni.
- II.E.6.8. Podstawowe wymagania techniczne dla rozdzielni istotnych dla planu odbudowy, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tych rozdzielni, obejmują w szczególności zdolność do:

- 1) sterowania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, wyłącznikami w:
 - a) rozdzielni 110 kV;
 - b) w polach SN, zapewniających prawidłowe funkcjonowanie rozdzielni, tj. zasilanie, pracę sprzęgła, dokonywanie pomiarów;w zakresie wykonywania co najmniej trzech operacji łączeniowych „wyłącz - załącz”;
- 2) wykonania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, co najmniej jednej operacji łączeniowej „wyłącz”, wszystkimi wyłącznikami w polach liniowych SN;
- 3) podania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, napięcia od strony WN do pola potrzeb własnych SN;

- 4) przesyłania sygnałów sterowania oraz danych pomiarowych pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskimi OSP i ANWIL S.A.;
- 5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskim OSP i ANWIL S.A.

II.E.6.9. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt II.E.6.4, korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnię ujętą w tym wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.

II.F. Warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej

II.F.1. Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych

- II.F.1.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących standardów jakościowych.
- II.F.1.2. OSDp na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów prawa i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
- II.F.1.3. W zakresie dystrybucji energii elektrycznej OSDp w szczególności:
- 1) dokonuje transportu energii elektrycznej wprowadzanej do lub odbieranej z miejsc dostarczania określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - 2) zapewnia długoterminową zdolność systemu dystrybucyjnego do zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, poprzez należyty rozwój, rozbudowę, eksploatację, konserwację i remonty infrastruktury sieciowej, w zakresie sieci dystrybucyjnej;
 - 3) przekazuje dane pomiarowo - rozliczeniowe, niezbędne do prowadzenia procesu rozliczeń pomiędzy OSDp i użytkownikami systemu oraz pomiędzy użytkownikami systemu.

II.F.2. Warunki świadczenia przez OSDp usług dystrybucji energii elektrycznej

- II.F.2.1. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz na warunkach określonych w koncesji OSDp na dystrybucję energii elektrycznej, IRiESD i Taryfie OSDp.
- II.F.2.2. Podmiot zainteresowany korzystaniem z usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych przez OSDp jest zobowiązany złożyć wniosek o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

- II.F.2.3. Złożenie wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji odbywa się zgodnie z procedurą opisaną w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwanej dalej „IRiESD-Bilansowanie”) tak jak w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy.
- II.F.2.4. OSDp opracowuje i udostępnia użytkownikom systemu projekty umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej właściwe dla poszczególnych grup (typów) użytkowników systemu dystrybucyjnego.
- II.F.2.5. W przypadkach, związanych w szczególności ze zmianą IRiESD lub aktów prawnych wpływających na zmianę dotychczasowych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej, skutkujących koniecznością dokonania istotnych zmian postanowień zawartych umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, OSDp opracowuje i udostępnia projekty wprowadzenia zmian do tych umów.
- II.F.2.6. Udostępnianie projektów umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub projektów zmian do tych umów może odbywać się w szczególności poprzez ich opublikowanie i aktualizację na stronie internetowej OSDp.
- II.F.2.7. Projekty umów lub wprowadzenia zmian, o których mowa powyżej, stanowią podstawę do uzgodnienia treści umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub jej zmian.
- II.F.2.8. Użytkownicy systemu dystrybucyjnego wnoszą do OSDp opłatę za świadczone przez OSDp usługi dystrybucji energii elektrycznej.
- II.F.2.9. Opłata za świadczone przez OSDp usługi dystrybucji energii elektrycznej naliczana jest zgodnie z Taryfą OSDp zatwierdzoną przez Prezesa URE.

II.F.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

- II.F.3.1. OSDp świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.
- II.F.3.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSDp w szczególności:
- 1) opracowuje i udostępnia wzory wniosków i umów oraz IRiESD,
 - 2) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, których obowiązek publikacji wynika z powszechnie obowiązujących przepisów, decyzji administracyjnych i IRiESD.
- II.F.3.3. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
 - 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 przerwanej z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym 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;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9), które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów.

W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi

w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSDp,

- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty, zgodnie z obowiązującymi przepisami i taryfą OSDp, za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.

II.F.3.4. Na żądanie odbiorcy OSDp dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do tej ustawy.

II.F.3.5. OSDp udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

II.F.3.6. Informacje ogólne udostępnione są przez OSDp:

- 1) na stronach internetowych OSDp,
- 2) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSDp,
- 3) w Biurze Handlu Energią i Mediami.

II.F.3.7. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:

- 1) osobiście w Biurze Handlu Energią i Mediami,
- 2) listownie na adres OSDp,
- 3) pocztą elektroniczną,
- 4) faksem,

lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSDp oraz w Biurze Handlu Energią i Mediami.

II.F.3.8. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę OSDp udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSDp.

II.F.4. Postępowanie reklamacyjne

II.F.4.1. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD powinny być zgłaszane w formie pisemnej.

II.F.4.2. Reklamacje powinny być dostarczone do OSDp, na adres:

ANWIL S.A.

Obszar Energetyki i Gospodarki Wodno-Ściekowej

ul. Toruńska 222

87-805 Włocławek

- II.F.4.3. Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSDp powinno zawierać w szczególności:
- 1) dane adresowe podmiotu;
 - 2) datę zaistnienia oraz opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
 - 3) zgłaszane żądanie;
 - 4) dokumenty uzasadniające żądanie.
- II.F.4.4. OSDp rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.
- II.F.4.5. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSDp zgodnie z pkt. II.F.4.4. w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSDp z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:
- 1) zakres nieuwzględnionego przez OSDp żądania;
 - 2) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt. II.F.4.2.
- II.F.4.6. OSDp rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSDp rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSDp przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.
- II.F.4.7. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSDp, a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSDp i podmiot składający reklamację.
- II.F.4.8. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt. II.F.4.7., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

II.G. Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci

II.G.1. Przepisy ogólne

II.G.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDp muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.

Projektowanie oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:

- 1) niezawodności współdziałania z siecią,
- 2) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
- 3) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.

II.G.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp obejmują zagadnienia związane z:

- 1) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,
- 2) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
- 3) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
- 4) dokonywaniem uzgodnień z PSE S.A. i ENERGA-OPERATOR S.A. przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
- 5) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

II.G.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych..

Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.

II.G.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz OSDp, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

II.G.1.5. OSDp prowadzi eksploatację urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo- sygnalizacyjnych.

II.G.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDp zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

OSD może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.G.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa OSDp w dokumencie „Instrukcja stanowiskowa elektryka wysokich napięć i elektryka utrzymania ruchu Wydziału Elektrycznego EE”.

II.G.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji

II.G.2.1. Przyjęcie do eksploatacji nowych urządzeń i instalacji, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełniania przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje warunków określonych w zawartych umowach, warunków technicznych budowy urządzeń elektroenergetycznych, wykonywania i odbioru robót, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Ponadto przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje muszą posiadać dokumentację prawną i techniczną.

II.G.2.2. Transformatory 110/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN – określone przez operatora systemu dystrybucyjnego, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane ruchowi próbnemu.

II.G.2.3. Warunki ruchu próbnego są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, operatorem systemu dystrybucyjnego i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

II.G.2.4. Właściciel urządzeń w uzgodnieniu z operatorem systemu dystrybucyjnego dokonuje odbioru urządzeń i instalacji oraz sporządza protokół stwierdzający spełnianie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

II.G.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji

II.G.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

II.G.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego.

II.G.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych

II.G.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z operatorem systemu dystrybucyjnego odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej, w której mają być wykonane prace eksploatacyjne.

II.G.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń innemu podmiotowi szczególne zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego reguluje umowa.

II.G.4.3. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

II.G.5. Dokumentacja techniczna i prawna

II.G.5.1. Właściciel obiektu elektroenergetycznego lub urządzenia prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:

- 1) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację techniczną i prawną,
- 2) dla urządzeń – dokumentację techniczną.

II.G.5.2. Dokumentacja techniczna w zależności od rodzaju obiektu lub urządzenia obejmuje:

- 1) projekt wykonawczy wraz z zaznaczonymi zmianami,
- 2) w zależności od potrzeb, protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i zagrożenia wybuchem,
- 3) dokumentację fabryczną urządzenia, w tym: świadectwa, karty gwarancyjne, fabryczne instrukcje obsługi, opisy techniczne, rysunki konstrukcyjne, montażowe i zestawieniowe,
- 4) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
- 5) dokumentację eksploatacyjną i ruchową,

II.G.5.3. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od rodzaju obiektu lub urządzenia obejmuje:

- 1) dokumenty przyjęcia do eksploatacji, w tym protokoły przeprowadzonych prób,
- 2) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- 3) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,

- 4) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych prób i pomiarów,
- 5) wykaz niezbędnych części zamiennych,
- 6) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- 7) dziennik operacyjny,
- 8) schemat elektryczny obiektu,
- 9) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- 10) wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych,
- 11) karty przełączeń,
- 12) ewidencję założonych uziemień,
- 13) programy łączeniowe.

II.G.5.4. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grup urządzeń jest ustalana przez właściciela. W zależności od potrzeb i rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:

- 1) ogólną charakterystykę urządzenia,
- 2) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
- 3) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
- 4) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
- 5) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
- 6) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
- 7) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób i pomiarów,
- 8) wymagania dotyczące ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz inne wymagania w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia,
- 9) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
- 10) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego oraz informacje o środkach łączności,
- 11) wymagania związane z ochroną środowiska,
- 12) opis i schemat normalnego układu pracy.

II.G.5.5. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

- 1) decyzję o warunkach zabudowy – jeżeli jest wymagana,
- 2) stan prawno-własnościowy nieruchomości,

- 3) pozwolenie na budowę,
- 4) prawo do użytkowania – jeżeli jest wymagane.

II.G.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych

- II.G.6.1. OSDp w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.
- II.G.6.2. W przypadku powierzenia OSDp prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

II.G.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych

- II.G.7.1. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt. II.G.5.3. i pkt. II.G.5.4., są aktualizowane i przekazywane na bieżąco w taki sposób, aby zapewniały prawidłową organizację prac eksploatacyjnych.

II.G.8. Ochrona środowiska naturalnego

- II.G.8.1. Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami.
- II.G.8.2. Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci stosują środki techniczne i organizacyjne wpływające na ograniczenie zagrożenia środowiska naturalnego wywołanego pracą urządzeń elektrycznych.
- II.G.8.3. Właściciel urządzeń zapewnia przestrzeganie zasad ochrony środowiska przy utylizacji substancji szkodliwych wykorzystywanych w obiektach i urządzeniach sieci dystrybucyjnej.
- II.G.8.4. Dokumentacja eksploatacyjna i projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi władzami terenowymi, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.

II.G.9. Ochrona przeciwpożarowa

- II.G.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.
- II.G.9.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.
- II.G.9.3. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych operator systemu dystrybucyjnego zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę szkód zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu

urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.

- II.G.9.4. Podmioty zaliczane do II, III oraz VI grupy przyłączeniowej przyłączone do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.

II.G.10. Planowanie prac eksploatacyjnych

- II.G.10.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej obejmujące:

- 1) oględziny, przeglądy oraz pomiary i próby eksploatacyjne,
- 2) konserwacje i remonty,
- 3) prace z zakresu ochrony środowiska naturalnego,
- 4) prace planowane przez podmioty zaliczane do II, III i VI grupy przyłączeniowej, o ile mogą one mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.G.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac

- II.G.11.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- II.G.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni na zajmowanych stanowiskach.

II.H. Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej OSDp

II.H.1. Obowiązki OSDp

- II.H.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu sieciowego OSDp na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej:
- 1) planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - 2) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - 3) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,
 - 4) prowadzi działania, o których mowa w pkt. II.J.,

- 5) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji,
- 6) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
- 7) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej OSDp awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej samodzielnie oraz we współpracy z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
- 8) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP,

II.H.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej OSDp odbywa się w okresach dobowych, miesięcznych i rocznych.

II.H.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego

II.H.2.1. Obszary kompetencji Dyżurnego Inżyniera Ruchu ANWIL S.A.

- 1) Sieć OSDp,
- 2) Obszary produkcyjne ANWIL S.A.,
- 3) Firmy zewnętrzne,
- 4) Instytucje zewnętrzne (PSE S.A., ENERGA-OPERATOR S.A.),

II.H.2.2. Sieć OSDp

- 1) Nadzór i monitorowanie procesów produkcyjnych energii elektrycznej oraz dystrybucji.
- 2) Nadzór nad układem pracy Rozdzielni elektrycznych w celu zapewnienia pewności zasilania obiektów, instalacji i urządzeń w energię elektryczną.
- 3) Podejmowanie decyzji o poziomie obciążeń instalacji produkcyjnych i urządzeń.
- 4) Monitorowanie czynników mających wpływ na środowisko (parametry ścieków i emisji zanieczyszczeń) oraz korygowanie procesów.
- 5) Podejmowanie decyzji mających na celu zmniejszenie energochłonności urządzeń i instalacji (bieżące śledzenie wskaźników efektywności pracy urządzeń i instalacji).
- 6) Podejmowanie decyzji o planowym uruchamianiu i odstawianiu urządzeń i instalacji oraz przełączeniach wynikających z sytuacji awaryjnych.
- 7) Podejmowanie decyzji o konieczności wzywania pracowników firm remontowych i serwisowych w celu usuwania bieżących awarii i usterek.
- 8) Wydawanie Zezwoleń jednorazowych na prace niebezpieczne na instalacjach

- i obiektach OSDp, TI.
- 9) Kontrola podległych instalacji i obsługi pod względem przestrzegania dyscypliny pracy i warunków BHP.
 - 10) Bilansowanie produkcji mediów energetycznych - Raporty/SRP/SAP/SKOME.
 - 11) Informowanie Dyspozytora ANWIL S.A. i Kierownictwa o sytuacjach ruchowych i zdarzeniach awaryjnych.
 - 12) Zbieranie i archiwizowanie informacji o pracy instalacji i urządzeń.
 - 13) W przypadku alarmów chemicznych Dyspozytor ocenia stan zagrożenia poszczególnych instalacji, wyznacza osoby do kierowania akcją ratowniczą i utrzymuje z nimi kontakt. Utrzymuje kontakt z Dyspozytorem ANWIL S.A. i Kierownictwem.
 - 14) Zgłaszanie do Zakładowej Straży Pożarnej zdarzeń awaryjnych (pożarów, wycieków substancji niebezpiecznych).
 - 15) Zgłaszanie i współpraca ze Strażą Przemysłową w przypadkach prób kradzieży i kradzieży mienia oraz naruszania dyscypliny pracy.

II.H.2.3. Obszary produkcyjne Anwil S.A.

- 1) Kontakt operacyjny z Koordynatorami Zakładów w celu określenia zapotrzebowania ilości i parametrów energii elektrycznej.
- 2) Zapewnienie dostawy określonej ilości mediów energetycznych o określonych parametrach do Zakładów ANWIL S.A.
- 3) Informowanie Koordynatorów Zakładów i Dyspozytora ANWIL S.A. o planowanych i awaryjnych przerwach w dostawach mediów energetycznych i określanie czasu przerwy w dostawie. Pozyskiwanie informacji o przyczynach awarii - uzgadnianie terminów planowych przerw w dostawach.
- 4) Organizowanie usuwania awarii, prac remontowych, przełączeń oraz podejmowanie decyzji o uruchamianiu urządzeń rezerwowych w celu przywrócenia podawania napięcia.
- 5) Informowanie Koordynatorów Zakładów i Dyspozytora ANWIL S.A. o ograniczeniach w poborze energii elektrycznej (ustalone limity, wprowadzanie stopni zasilania) oraz podejmowanie decyzji o ograniczeniu poboru energii elektrycznej przez Zakłady.
- 6) Ustalanie z Koordynatorami Zakładów układów pracy Rozdzielni elektrycznych zasilających Zakłady.
- 7) Zbieranie informacji o sytuacjach ruchowych i awaryjnych na instalacjach i przekazywanie ich Kierownictwu.
- 8) Dyspozytor monitoruje, bilansuje i archiwizuje ilości poboru energii.

- 9) Podejmowanie decyzji i wydawanie poleceń dot. ograniczenia ruchu lub wyłączenia urządzeń i instalacji.

II.H.2.4. Firmy zewnętrzne

- 1) Uzgadnianie z odbiorcami układu pracy rozdzielń, oraz planowanych przełączeń na Rozdzielniach.
- 2) Zapewnienie dostawy energii elektrycznej do odbiorców.
- 3) Współpraca z odbiorcami w zakresie wymiany informacji o stanie układów pracy Rozdzielni. Zapewnienie właściwych poziomów napięć, uzgadnianie przełączeń i prac eksploatacyjnych.
- 4) Informowanie osób upoważnionych w firmach zewnętrznych o planowanych i awaryjnych przerwach w dostawach mediów energetycznych i określanie czasu przerwy w dostawie. Pozyskiwanie informacji o przyczynach awarii.
- 5) Uzgadnianie terminów planowych przerw w dostawach mediów.
- 6) Organizowanie usuwania awarii, prac remontowych, przełączeń oraz podejmowanie decyzji o uruchamianiu urządzeń rezerwowych w celu przywrócenia podawania mediów do odbiorców zewnętrznych
- 7) Dyspozytor monitoruje, bilansuje i archiwizuje ilości poboru mediów podawanych do firm zewnętrznych.
- 8) Zbieranie informacji o sytuacjach ruchowych i awaryjnych na instalacjach firm obcych i przekazywanie ich Kierownictwu.

II.H.2.5. Instytucje zewnętrzne (PSE S.A., ENERGA-OPERATOR S.A.)

- 1) Uzgadnianie z Dyspozytorem Centralnej Dyspozycji Mocy (CDM) Gdańsk (lub osobą upoważnioną w CDM) przełączeń i układu połączeń na Rozdzielniach R110/GPZ1/GPZ2 zasilanych z stacji W-ek Brzezie (uzyskiwanie pisemnej lub ustnej zgody).
- 2) Zgłaszanie do CDM Gdańsk synchronizacji do sieci energetyki i wyłączeń generatorów (TG1/TG2/TG3/TG4) w EC ANWIL S.A.
- 3) Informowanie Dyspozytora CDM Gdańsk o zmianach poboru mocy przez ANWIL S.A.
- 4) Podawanie do CDM Gdańsk wielkości produkcji energii elektrycznej za dobę.
- 5) Pozyskiwanie informacji z CDM Gdańsk o przyczynach zakłóceń w sieciach elektroenergetycznych energetyki oraz o stanie zasilania na stacji Azoty - Brzezie
- 6) Monitorowanie poziomu napięć w sieci 110kV i interweniowanie w CDM Gdańsk w celu korekcji poziomu napięć.
- 7) Utrzymywanie kontaktów operacyjnych z Dyspozytorami CDM w przypadku stanów awaryjnych w sieciach energetyki oraz w przypadku ograniczeń w podaży energii

elektrycznej (stopnie zasilania).

II.H.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej

II.H.3.1. W związku z wprowadzeniem kotłów parowych K1 i K2 do derogacji naturalnej (kotły wycofane z rezerwy) w latach 2016-2023, produkcja energii elektrycznej jest możliwa tylko w wyjątkowych sytuacjach.

II.H.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

II.H.4.1. W ramach planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną operator systemu dystrybucyjnego wykonuje prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.

II.H.4.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego dane niezbędne do planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną.

II.H.5. Układy normalne pracy sieci dystrybucyjnej

II.H.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSDp o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci.

II.H.5.2. OSDp określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

II.H.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:

- 1) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
- 2) wymagane poziomy napięcia,
- 3) wartości mocy zwarciovych,
- 4) rozptyły mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
- 5) dopuszczalne obciążenia,
- 6) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych,
- 7) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
- 8) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
- 9) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
- 10) harmonogram pracy transformatorów,
- 11) wykaz jednostek wytwórczych.

II.H.5.4. Układ normalny pracy sieci dystrybucyjnej OSDp o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

II.H.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej

II.H.6.1. Zgodnie z IRiESP-Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, wyłączenia awaryjne nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wytwarzających i dostarczających energię elektryczną i ciepło do odbiorców. Wprowadzenie odciążenia elektrycznego związanego z wyłączeniem awaryjnym spowodowałoby gwałtowne zakłócenia w funkcjonowaniu instalacji technologicznych ANWIL S.A., a w konsekwencji zagrożenie dla ludzi emisjami niebezpiecznych substancji chemicznych, decydujących o zaliczeniu ANWIL S.A. do zakładów dużego ryzyka wystąpienia poważnej awarii przemysłowej, takich jak chlor, amoniak czy chlorek winylu.

II.H.7. Programy łączeniowe

II.H.7.1. Kierownictwo służb energetycznych OSDp, określa przypadki w których należy sporządzać programy łączeniowe – przygotować karty przełączeń.

II.H.7.2. Za opracowanie karty przełączeń odpowiedzialne są służby dyżurne zajmujące się eksploatacją danego elementu sieci.

II.H.7.3. Karta przełączeń zawiera co najmniej:

- 1) charakterystykę załączanego elementu sieci,
- 2) opis stanu łączników przed realizacją programu,
- 3) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
- 4) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatów w poszczególnych fazach programu,
- 5) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
- 6) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu
- 7) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

II.H.7.4. Karta przełączeń powinna być przedstawiona do zatwierdzenia co najmniej 1 dzień przed planowanym terminem realizacji przełączeń.

II.H.7.5. W przypadku, gdy przełączenia dotyczą elementów sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z IRiESP, OSDp uzgadnia programy łączeniowe z ENERGA-OPERATOR S.A. i PSE S.A.

II.H.7.6. Terminy wymienione w pkt. II.H.8.4., nie dotyczą przełączeń wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

II.H.8. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej

- II.H.8.1. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej JWCD lub jednostki wytwórcze uczestniczące w rynku bilansującym inne niż JWCD, biorą udział w procesie dysponowania mocą, zgodnie z procedurami określonymi przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- II.H.8.2. Wytwórcy posiadający JWCD lub JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej, uzgadniają za pośrednictwem OSDp plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych, przed ich przekazaniem operatorowi systemu przesyłowego.
- II.H.8.3. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej, OSDp określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż podane w pkt. II.H.9.1.:
- 1) czas synchronizacji,
 - 2) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
 - 3) planowane obciążenie mocą czynną,
 - 4) czas odstawienia
- II.H.8.4. OSDp uzgadnia z OSP parametry pracy jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt. II.8.9.3., w przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, których mocą dysponuje OSP.
- II.H.8.5. OSDp uzgadnia, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych nie uczestniczących w rynku bilansującym, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.
- II.H.8.6. OSDp może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego
- II.H.8.7. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania OSDp informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- II.H.8.8. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSDp.

II.I. Dane przekazywane przez podmioty do OSDp

II.I.1. Zakres danych

- II.I.1.1. Dane przekazywane do operatora sieci dystrybucyjnej przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
 - b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez operatora systemu dystrybucyjnego,
 - c) dane pomiarowe.
- II.I.1.2. Jednostki wytwórcze oraz elektrownie wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonych przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

II.I.2. Dane opisujące stan istniejący

- II.I.2.1. Wytwórcy przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:
- a) schematy główne układów elektrycznych,
 - b) dane jednostek wytwórczych,
 - c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- II.I.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110kV oraz wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:
- a) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
 - b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
 - c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- II.I.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:
- 1) nazwę węzła,
 - 2) rodzaj i schemat stacji,
 - 3) rodzaj pól i ich wyposażenie,
 - 4) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w poszczególnych godzinach doby pomiarowej z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
 - 5) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
 - 6) ilość energii elektrycznej kupowanej w ramach bezpośrednich umów z wytwórcami

- 7) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
- 8) moc bierną kompensującą, kondensatory za znakiem „+”, dławiki za znakiem „-”,
- 9) układ normalny pracy

II.I.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

- 1) nazwę węzła początkowego,
- 2) nazwę węzła końcowego,
- 3) rezystancje linii,
- 4) reaktancję dla składowej zgodnej,
- 5) $\frac{1}{2}$ susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
- 6) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
- 7) $\frac{1}{2}$ konduktancji poprzecznej,
- 8) długość linii, typ i przekrój przewodów,
- 9) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym
- 10) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim.

II.I.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

- 1) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
- 2) dane znamionowe,
- 3) model zwarciaowy.

II.I.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

- 1) nazwę węzła do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- 2) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- 3) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
- 4) maksymalna wartość siły elektromotorycznej E'_{\max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- 5) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
- 6) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
- 7) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- 8) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- 9) reaktancję transformatora blokowego odniesiona do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
- 10) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,

- 11) moc czynną potrzeb własnych,
 - 12) współczynnik mocy potrzeb własnych,
 - 13) maksymalną generowaną moc czynną,
 - 14) minimalną generowaną moc czynną,
 - 15) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
 - 16) statyzm turbiny,
 - 17) reaktancję podprzejściową generatora w osi d w jednostkach względnych,
 - 18) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza
- II.I.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego.
- II.I.3. Dane prognozowane dla perspektywy określonej przez operatora systemu dystrybucyjnego.**
- II.I.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:
- 1) informacje o jednostkach wytwórczych,
 - 2) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
 - 3) informacje o zawarciu kontraktów na zakup energii elektrycznej,
 - 4) informacje o wymianie międzysystemowej,
 - 5) informacje o projektach zarządzania popytem,
 - 6) inne dane w zakresie uzgodnionym przez operatora systemu dystrybucyjnego i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej.
- II.I.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt. II.H.4.1., obejmują w zależności od potrzeb:
- 1) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
 - 2) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
 - 3) przewidywaną elastyczność pracy,
 - 4) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
 - 5) sprawność wytwarzania energii elektrycznej,
 - 6) przewidywane nakłady inwestycyjne na modernizację lub budowę nowych jednostek wytwórczych,

- 7) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
 - 8) skuteczność instalacji oczyszczania spalin,
 - 9) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,
 - 10) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika głównego.
- II.I.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110kV oraz wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o której mowa w pkt. II.I.3.1.:
- 1) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - 2) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - 3) miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.I.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w pkt. II.I.3.1., obejmują:
- 1) zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
 - 2) czas obowiązywania kontraktu.
- II.I.3.5. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt. II.H.4.1., obejmują:
- 1) opis i harmonogram projektu,
 - 2) przewidywalną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- II.I.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego.
- II.I.4. Dane pomiarowe.**
- II.I.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110kV, dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzą rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110kV obejmującą:
- 1) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,
 - 2) napięcia w węzłach sieci,
 - 3) rozptył mocy czynnej i biernej.
- II.I.4.2. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110kV z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.

II.I.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110kV dostarczają operatorowi systemu dystrybucyjnego wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110kV nie później niż po upływie 14 dni od dnia przeprowadzenia ewidencji.

II.I.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego.

II.J. Współpraca OSDp z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu

II.J.1. OSDp współpracuje z następującymi operatorami:

- 1) operatorem systemu przesyłowego,
- 2) operatorami systemów dystrybucyjnych,
- 3) operatorami handlowo-technicznymi,
- 4) operatorami handlowymi,
- 5) operatorami pomiarów.

II.J.2. Współpraca z operatorem systemu przesyłowego odbywa się na zasadach opisanych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

II.J.3. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w poszczególnych rozdziałach IRiESD.

II.J.4. Współpraca OSDp z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD- Bilansowanie.

II.J.5. Operatorzy handlowo-techniczni oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

II.J.6. Umowy o których mowa w pkt. II.J.5. stanowią podstawę rejestracji podmiotów pełniących funkcje operatorów handlowo-technicznych oraz operatorów handlowych.

II.K. Wymiana informacji pomiędzy OSDp i użytkownikami systemu

II.K.1. Dane przekazywane do OSDp przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej

II.K.1.1. Zakres danych

II.K.1.1.1. Dane przekazywane do OSDp przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- 1) dane opisujące stan istniejący,

- 2) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSDp,
 - 3) dane pomiarowe.
- II.K.1.1.2. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDp o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.
- II.K.1.2. Dane opisujące stan istniejący
- II.K.1.2.1. Wytwórcy przekazują do OSDp następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:
- 1) schematy główne układów elektrycznych,
 - 2) dane jednostek wytwórczych,
 - 3) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- II.K.1.2.2. Dane o węzłach obejmują w szczególności:
- 1) nazwę węzła,
 - 2) rodzaj i schemat stacji,
 - 3) rodzaj pól i ich wyposażenie,
 - 4) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
 - 5) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
 - 6) ilość energii elektrycznej kupowanej w ramach bezpośrednich umów z wytwórcami,
 - 7) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
 - 8) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,
 - 9) układ normalny pracy.
- II.K.1.2.3. Dane o liniach obejmują w szczególności:
- 1) nazwę węzła początkowego,
 - 2) nazwę węzła końcowego,
 - 3) rezystancję linii,
 - 4) reaktancję dla składowej zgodnej,
 - 5) 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
 - 6) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,

- 7) $1/2$ konduktancji poprzecznej,
- 8) długość linii, typ i przekrój przewodów,
- 9) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
- 10) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim.

II.K.1.2.4. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

- 1) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
- 2) dane znamionowe,
- 3) model zwarciowy.

II.K.1.2.5. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

- 1) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- 2) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- 3) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
- 4) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- 5) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
- 6) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
- 7) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- 8) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- 9) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
- 10) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- 11) moc czynną potrzeb własnych,
- 12) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- 13) maksymalną generowaną moc czynną,
- 14) minimalną generowaną moc czynną,
- 15) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- 16) statyzm turbiny,
- 17) reaktancję podprzejściową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- 18) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

- II.K.1.2.6. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSDp.
- II.K.1.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSDp
- II.K.1.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:
- 1) informacje o jednostkach wytwórczych,
 - 2) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
 - 3) informacje o wymianie międzysystemowej,
 - 4) informacje o projektach zarządzania popytem,
 - 5) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSDp i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSDp.
- II.K.1.3.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSDp następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną:
- 1) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - 2) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - 3) miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.K.1.3.3. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSDp.

II.K.2. Informacje udostępniane przez OSDp

II.K.2.1. Formy wymiany informacji

II.K.2.1.1. Wymiana informacji pomiędzy OSDp a użytkownikami systemu może się odbywać:

- 1) poprzez systemy teleinformatyczne,
- 2) telefonicznie,
- 3) drogą elektroniczną,
- 4) faksem,
- 5) listownie,
- 6) poprzez publikację na stronie internetowej,
- 7) poprzez udostępnienie do publicznego wglądu w siedzibie OSDp.

Wykorzystanie ww. form dla konkretnych informacji określa OSDp, o ile forma wymiany informacji nie została określona przez obowiązujące przepisy.

- II.K.2.1.2. Do systemów teleinformatycznych służących do zbierania, przekazywania i wymiany informacji, o których mowa w pkt. II.K.2.1.1. zalicza się Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPM).
- II.K.2.1.3. Strona internetowa OSDp jest wykorzystywana przez OSDp jako platforma publikacji i udostępniania informacji zainteresowanym podmiotom.
- II.K.2.1.4. Strona internetowa OSDp jest dostępna pod adresem: www.anwil.pl
- II.K.2.2. Zakres informacji publikowanych przez OSDp
- II.K.2.2.1. W ramach udostępniania użytkownikom systemu, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej OSDp publikuje na swojej stronie internetowej w szczególności:
- 1) IRiESD;
 - 2) taryfę OSDp;
 - 3) wzór karty aktualizacji
 - 4) wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.K.2.2.2. W zakresie przyłączania do sieci OSDp urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich, OSDp na swojej stronie internetowej publikuje:
- 1) wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia;
 - 2) aktualizowane co najmniej raz w miesiącu informacje dotyczące: podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, lokalizacji przyłączeń, mocy przyłączeniowej, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, oraz wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, oraz planowanych zmianach tych wielkości w okresie następnych 5 lat, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.
- II.K.2.2.3. W ramach świadczonych przez OSDp usług dystrybucji energii elektrycznej, OSDp na swojej stronie internetowej publikuje:
- 1) wzór wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
 - 2) wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
 - 3) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSDp zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
 - 4) informację o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej, działającym na obszarze działania OSDp;
- II.K.2.2.4. OSDp na swojej stronie internetowej publikuje również:
- 1) Oświadczenie o gotowości instalacji przyłączanej

2) Wniosek zgłoszenia zmiany sprzedawcy

II.K.2.2.5. OSDp zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

- a) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej,
- b) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających rezerwowe umowy kompleksowe, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej.

Sprzedawcy, o których mowa powyżej, przekazują OSDp aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej skierowane do URD.

II.K.2.3. Ochrona informacji

II.K.2.3.1. W stosunku do informacji otrzymanych od użytkowników systemu, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z tymi podmiotami, OSDp jest zobowiązany przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

II.K.2.3.2. Informacje, o których mowa w pkt. II.K.2.3.1. mogą być wykorzystywane przez OSDp jedynie w celu realizacji jego obowiązków wynikających z zawartej z danym użytkownikiem systemu umowy, jak również w celu realizacji zadań OSDp określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD w sposób wyłączający możliwość spowodowania zagrożenia lub naruszenia interesów użytkownika systemu.

II.K.2.3.3. Obowiązek zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt. II.K.2.3.1. trwa także po zakończeniu okresu obowiązywania zawartej przez OSDp z tym użytkownikiem systemu umowy, nie dłużej jednak niż 5 lat od jej wygaśnięcia lub rozwiązania.

II.K.2.3.4. Postanowienia o poufności zawarte powyżej, nie będą stanowiły przeszkody dla OSDp w ujawnianiu informacji konsultantom i podwykonawcom działającym w imieniu i na rzecz OSDp przy wykonywaniu zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD, z zastrzeżeniem zachowania wymogów określonych w pkt. II.K.2.3.5. oraz w ujawnianiu informacji, która należy do informacji powszechnie znanych lub informacji, których ujawnienie jest wymagane na podstawie obowiązujących przepisów prawa, w tym przepisów dotyczących obowiązków informacyjnych spółek publicznych, lub na ujawnienie których użytkownik systemu wyraził zgodę na piśmie. OSDp jest również uprawniony do ujawnienia informacji działając w celu zastosowania się do postanowień IRiESDp, wymagań organu regulacyjnego, w związku z toczącym się postępowaniem sądowym lub postępowaniem przed organem regulacyjnym.

- II.K.2.3.5. OSDp zapewnia, że wszystkie podmioty, które w jego imieniu i na jego rzecz będą uczestniczyły w realizacji zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD zostaną przez OSDp zobowiązane do zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt. II.K.2.3.1., na warunkach określonych w pkt. II.K.2.3.1-4.
- II.K.2.3.6. Postanowienia pkt. II.K.2.3.1-5. obowiązują odpowiednio użytkowników systemu w zakresie ochrony przez nich i ich konsultantów oraz podwykonawców, informacji otrzymanych od OSDp, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z OSDp.

II.L. Warunki i sposób planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych

- II.L.1. OSDp opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (dalej „plan rozwoju”) oraz współpracuje z OSP w celu koordynacji rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.
- II.L.2. Plan rozwoju jest zgodny z zakresem określonym w ustawie Prawo energetyczne oraz z postanowieniami prezesa URE.
- II.L.3. Plan rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.
- II.L.4. W celu koordynacji planowania rozwoju sieci dystrybucji energii elektrycznej OSDp ANWIL S.A. współpracuje z innymi operatorami, przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi, samorządami terytorialnymi oraz odbiorcami, których urządzenia podłączone są do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.
- II.L.5. Sprawozdanie z realizacji planu rozwoju przekładane jest Prezesowi URE corocznie do 30 kwietnia.
- II.L.6. OSDp udostępnia podmiotom przyłączonym do sieci informacje niezbędne do określenia możliwości zmian wyprowadzenia mocy z jednostek wytwórczych lub zmian poboru mocy z sieci dystrybucyjnej w miejscu przyłączenia.

II.M. Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

- II.M.1. **Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, awaria sieciowa i awaria w systemie**
- II.M.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.

- II.M.1.2. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym:
- II.M.1.2.1 awaria w systemie,
 - II.M.1.2.2 awaria sieciowa.
- Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następstwie:
- a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
 - b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
 - c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym
 - d) strajku lub niepokoju społecznych,
 - e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania, w tym stanu zapasów paliw w elektrowniach krajowych poniżej wymaganego poziomu określonego w odrębnych przepisach.
- II.M.1.3. W przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nazywane również procedurami awaryjnymi. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- II.M.1.4. Operator systemu przesyłowego może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w pkt. II.M.1.3. w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.
- II.M.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń właściwego OSDp. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.
- II.M.1.6. OSDp oraz OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.

- II.M.1.7. OSDp opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.
- II.M.1.8. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- II.M.1.8.1 podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - II.M.1.8.2 awaryjne układy pracy sieci,
 - II.M.1.8.3 wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - II.M.1.8.4 dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- II.M.1.9. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz 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, OSDp udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- II.M.1.10. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia w trybie awaryjnym, zgodnie z pkt. II.M.3.4.

II.M.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej

- II.M.2.1. OSDp prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną OSDp.
- II.M.2.2. OSDp dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

II.M.3. Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

II.M.3.1. Postanowienia ogólne

- II.M.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, na czas oznaczony, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub w przypadku wprowadzenia przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
- II.M.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP i OSDp podejmują we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy

wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

OSDp w szczególności podejmuje następujące działania:

- 1) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
- 2) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

II.M.3.13. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:

- 1) tryb normalny, określony w pkt. II.M.3.2.,
- 2) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt. II.M.3.3.,
- 3) tryb awaryjny, określony w pkt. II.M.3.4.,
- 4) tryb automatyczny, określony w pkt. II.M.3.4.,
- 5) tryb ograniczenia poziomu napięcia, określony w pkt. II.M.3.4.

II.M.3.14. OSDp nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg. rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne wg trybu opisanego w pkt. II.M.3.2., jak i w wyniku ochrony systemu realizowanego przez OSP wg trybów opisanych w pkt. II.M.3.3., pkt. II.M.3.4. i pkt. II.M.3.5.

II.M.3.2. Tryb normalny

II.M.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

- 1) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo - energetycznym,
- 2) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- 3) bezpieczeństwa osób,
- 4) wystąpienia znacznych strat materialnych.

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, służących do zapewnienia prawidłowego

funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

- II.M.3.2.2. Wniosek, o którym mowa w pkt. II.M.3.2.1. sporządza minister właściwy dla spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.
- II.M.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt. II.M.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, a także zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie bezpieczeństwa lub obronności państwa, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców oraz ochrony środowiska.
- II.M.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców o mocy umownej wyższej niż 300 kW.
- II.M.3.2.5. Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w pkt. II.M.3.2.4. wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.
- II.M.3.2.6. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w pkt. II.M.3.2.3. obowiązują dla okresu od dnia 1 września danego roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:
- 1) uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
 - 2) uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
 - 3) uzgodnienia z OSDp, w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,
 - 4) corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.
- II.M.3.2.7. Procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej obejmuje:
- 1) przygotowanie przez operatora systemu dystrybucyjnego wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - 2) uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z OSDp,
 - 3) powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez operatora systemu dystrybucyjnego, o uzgodnionym planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do OSDp uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, odbiorcy przyłączeni do sieci OSDp są zobowiązani do

powiadomienia o tym OSDp w formie pisemnej w terminie 7 dni od zaistniałej zmiany.

II.M.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

- 1) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,
- 2) stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
- 3) 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
- 4) zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie: bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców, ochrony środowiska.

II.M.3.2.9. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania.

Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w I Programie Polskiego Radia o godz. 7:55 i 19:55 i obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach.

II.M.3.2.10. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, OSDp powiadamia odbiorców ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty u OSDp.

II.M.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.

II.M.3.2.12. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:

- 1) poleczone stopnie zasilania,
- 2) wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

II.M.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

- II.M.3.3.1 W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w pkt. II.M.3.2.1., lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- II.M.3.3.2 Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w pkt. II.M.3.2. mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.
- II.M.3.3.3 W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt. II.M.3.2.9. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

II.M.3.4 Tryb awaryjny

II.M.3.4.1 Tryb awaryjny sieciowy

- II.M.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) w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej uniemożliwiającego zapewnienie bezpieczeństwa sieci
 - 3) w przypadku zagrożenia wystąpienia lub wystąpienia awarii w KSE,
 - 4) w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci lub zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

Tryb awaryjny sieciowy w przypadkach, o których mowa w pkt 2) – 4) może być wprowadzony nie dłużej niż na okres 72 godzin.

- II.M.3.4.1.2 Wyłączenia awaryjne odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym (dalej „wyłączenia awaryjne sieciowe”) są realizowane na polecenie OSP. W szczególnym przypadkach, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, ANWIL S.A. może dokonać wyłączeń awaryjnych sieciowych bez wydawania polecenia przez OSP. W takim przypadku ANWIL S.A. jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie PSE S.A., ENERGA-OPERATOR S.A. i PKN ORLEN S.A.

- II.M.3.4.1.3 Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane w stopniach A1 - A5. Stopnie od A1 do A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej, każdy

w przedziale 9 - 11% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne sieciowe wprowadzone łącznie w stopniach od A1 do A5 powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

II.M3.4.1.4 Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane:

- 1) poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN,
- 2) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada ANWIL S.A.,
- 3) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez OSDn przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV,
- 4) a po wyczerpaniu wszystkich powyższych działań, poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej,

na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające polecenie o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych sieciowych.

II.M3.4.1.5 Wyłączenia awaryjne sieciowe powinny być zrealizowane niezwłocznie, w czasie nie dłuższym niż:

- 1) 15 minut - w przypadku wprowadzenia stopnia A1,
- 2) 15 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni A1 i A2,
- 3) 30 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A3,
- 4) 45 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A4,
- 5) 60 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A5;

od wydania polecenia dyspozytorskiego.

II.M3.4.1.6 OSP w porozumieniu z ANWIL S.A. ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach A.

II.M3.4.1.7 Plany wyłączeń awaryjnych sieciowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od A1 do A5, opracowują:

- 1) OSP - dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),
- 2) ANWIL S.A. - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej,
- 3) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci przesyłowej.

Plany wyłączeń awaryjnych, o których mowa w pkt 1) - 3) opracowane na rok 2023 stają się planami wyłączeń awaryjnych sieciowych na rok 2023.

II.M.3.4.1.8 W przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych sieciowych w sposób odmienny niż określony w planach wyłączeń awaryjnych sieciowych, OSP może polecić wprowadzenie tych wyłączeń, poprzez wskazanie:

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

II.M.3.4.1.9 Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym sieciowym są realizowane wyłącznie na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, zwłaszcza gdy zagrożone jest bezpieczeństwo osób, ANWIL S.A., OSDn, jak również odbiorca ujęty w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych, może dokonać załączenia bez wydania polecenia przez OSP, przy czym w takim przypadku podmioty te zobowiązane są niezwłocznie poinformować o tym zdarzeniu właściwe służby dyspozytorskie, z podaniem przyczyny.

II.M.3.4.2 Tryb awaryjny bilansowy

II.M.3.4.2.1 OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym bilansowym (dalej „wyłączenia awaryjne bilansowe”), po wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym lub trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku braku możliwości zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w KSE pomimo wcześniejszego wprowadzenia przez OSP innych środków zaradczych.

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

II.M.3.4.2.2 Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane na polecenie OSP w stopniach B1 – B15.

Stopnie B1 – B15 powinny zapewniać spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 3 - 4% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne bilansowe wprowadzone łącznie w stopniach od B1 do B15, powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

II.M.3.4.2.3 Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN.

- II.M.3.4.24 OSP w porozumieniu z ANWIL S.A. ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach B.
- II.M.3.4.25 Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od B1 do B15 opracowują:
- 1) OSP - dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),
 - 2) ANWIL S.A. - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej,
 - 3) odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej.
- Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych na rok 2023 są opracowywane po raz pierwszy niezwłocznie po dacie wejścia w życie obowiązku ich opracowania. Do tego czasu, w przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych przyjmuje się, że podstawą dla każdej narastająco grupy trzech stopni B (B1 - B3, B4 - B6, ..., B13-B15) jest odpowiedni stopień A, określony w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych obowiązującym na rok 2023.
- II.M.3.4.26 OSP wydaje ANWIL S.A. polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami jednostek wytwórczych ujętych w TCM, o którym mowa w pkt II.E.6.1., czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.
- II.M.3.4.27 Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując dany stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania.
- II.M.3.4.28 Wyłączenia awaryjne bilansowe powinny być wprowadzane rotacyjnie (rotacja oznacza zastąpienie danego stopnia B innym stopniem B lub grupy stopni B inną grupą stopni B), przy czym wyłączenie awaryjne bilansowe w danym stopniu B powinno trwać nie dłużej niż 4 godziny.
- II.M.3.4.29 W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych, należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w taki sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.
- II.M.3.4.10 Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem, o którym mowa w pkt II.M.3.4.2.7.

II.M.3.5 Tryb automatyczny

- II.M.3.5.1 Wyłączenia odbiorców w trybie automatycznym realizowane są przez układy SCO, w przypadku obniżenia się częstotliwości do nastawionej na tych układach wartości kryterialnej
- II.M.3.5.2 Układ SCO instaluje ANWIL S.A. oraz odbiorca zobowiązany do instalacji takiego układu zgodnie z przepisami rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, wydanego na podstawie ustawy

Prawo energetyczne.

- II.M.3.5.3 Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO przez ANWIL S.A., do którego sieci jest przyłączony.
- II.M.3.5.4 OSDn połączony z siecią SN i nN ANWIL S.A. może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez ANWIL S.A., zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy ANWIL S.A. oraz OSDn.
- II.M.3.5.5 Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms, z zastrzeżeniem, że w przypadku układu SCO, do którego nie mają zastosowania wymagania NC DC, zainstalowanego przed datą 18 grudnia 2022 r., w sieci ANWIL S.A. lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV, czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms.
- II.M.3.5.6 Przekaznik SCO, stosowany w układach SCO, powinien:
- 1) umożliwiać nastawienie wartości częstotliwości z zakresu od 47,00 do 50,00 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz;
 - 2) umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s, jeżeli zastosowanie zwłoki czasowej jest konieczne do prawidłowego działania tego przekaznika;
 - 3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przekaznika na poziomie nie większym niż 100 ms;
 - 4) zapewniać poprawną pracę w zakresie od 0,5 do 1,1 Un;
 - 5) zapewniać dokładność pomiaru częstotliwości nie mniejszą niż 10 mHz;
 - 6) zapewniać identyfikację kierunku przepływu mocy czynnej i mieć możliwość nastawiania lub blokowania jego zadziałania w zależności od nastawionego kierunku przepływu mocy czynnej w miejscu instalacji wyłącznika;
 - 7) zapewniać możliwość zastosowania blokady napięciowej przy obniżonej amplitudzie napięcia poniżej wartości zadanej, przy czym aktywacja zdolności następuje w uzgodnionych z OSP przypadkach.
- II.M.3.5.7 Testy układu SCO przeprowadzane są przez jego właściciela co najmniej raz na pięć lat lub w terminie jednego roku od modernizacji tego układu, uwzględniając wymagania techniczne określone w pkt II.M.3.5.5. i II.M.3.5.6. oraz zgodnie z Planem Testów będącym TCM opracowanym na podstawie NC ER.
- II.M.3.5.8 OSP, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO:
- 1) odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej;
 - 2) ANWIL S.A..

Wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO są wyznaczone zgodnie z załącznikiem do NC ER, dla poszczególnych stopni SCO (poziomów obowiązkowego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER) w odniesieniu do zapotrzebowania netto KSE.

Przez zapotrzebowanie netto KSE rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSP (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o wartość importu oraz pomniejszoną o wartość eksportu, mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

II.M.3.5.9 ANWIL S.A., na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt II.M.3.5.8., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:

- 1) odbiorców, o których mowa w pkt II.M.3.5.2. przyłączonych do sieci ANWIL S.A.;
- 2) OSDn przyłączonych do sieci ANWIL S.A.

II.M.3.5.10 Odbiorca, o którym mowa w pkt II.M.3.5.2. przekazuje ANWIL S.A., informacje o zainstalowanym układzie SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez ten układ.

II.M.3.5.11 ANWIL S.A. powinien zapewniać możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt II.M.3.5.3., przyłączonych do sieci ANWIL S.A., 45% zapotrzebowania netto ANWIL S.A., w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci.

Przez zapotrzebowanie netto ANWIL S.A. rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania ANWIL S.A. (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSP, uwzględniającą saldo wymiany mocy czynnej z innymi OSDP oraz pomniejszoną o wartość mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

II.M.3.5.12 Odbiorca, o którym mowa w pkt II.M.3.5.2. powinien zapewnić w każdej chwili czasu, możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej, 45% mocy czynnej pobieranej z tej sieci.

II.M.3.5.13 Postanowień pkt II.M.3.5.12. nie stosuje się w odniesieniu do odbiorcy posiadającego jednostki wytwórcze, którego produkcja pokrywa co najmniej 50% jego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku poprzedzającym obowiązek określony w pkt II.M.3.5.12.

W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo ANWIL S.A., zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne odbiorcy oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci. W przypadku niezgodnienia z OSP wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo ANWIL S.A., zobowiązany jest do przedłożenia OSP opinii niezależnej firmy eksperckiej, w której zostaną określone, w przypadku takiego odbiorcy, rekomendowane wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO.

II.M.3.5.14 OSDn i odbiorcy, o których mowa w pkt II.M.3.5.2., do dnia 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt II.M.3.5.9. II.M.3.5.13. oraz informują ANWIL S.A., o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO. ANWIL S.A. do dnia 30 września każdego roku realizuje obowiązki, o których mowa w pkt II.M.3.5.9. II.M.3.5.13. oraz informuje OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.

II.M.3.5.15 Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt II.M.3.5.14., ANWIL S.A. w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER.

ANWIL S.A. przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, OSDn i odbiorcom przyłączonym do sieci ANWIL S.A., ujętych w tym planie.

II.M.3.5.16 Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.

II.M.3.5.17 Załączenie odbiorcy wyłączonego wskutek zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.

II.M.3.5.18 ANWIL S.A. w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do jego sieci może dokonać kontroli spełnienia wymagań dotyczących układów SCO, a w przypadku zadziałania układu SCO, ustala przyczynę i zakres zadziałania tego układu.

II.N. Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej OSDp

II.N.1. OSDp stosuje następujące kryteria bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej:

- 1) Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku bezpieczeństwa oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.
- 2) Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej obejmują zagadnienia związane z:

- przyjmowaniem urządzeń i instalacji do eksploatacji,
 - prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
 - przekazaniem urządzeń do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
 - dokonywaniem uzgodnień z operatorem systemu rozdzielczego przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
 - prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.
- 3) Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.
 - 4) Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz operatorem systemu dystrybucyjnego, innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
 - 5) Podmioty zaliczone do I, II, III lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączone bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcję ruchu i eksploatacji posiadanych urządzeń, instalacji i sieci, która powinna uwzględnić wymagania określone w niniejszej IRiESD.
 - 6) Utrzymanie sieci dystrybucyjnej w należytym stanie technicznym jest zapewniane między innymi przez poddanie sieci oględzinom, przeglądom, konserwacjom remontom oraz pomiarom i próbom eksploatacyjnym.

II.O. Parametry jakościowe energii elektrycznej

II.O.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej w warunkach normalnych pracy sieci

II.O.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:

- 1) napięcia znamionowe,
- 2) częstotliwość znamionowa.

II.O.1.2. Regulacja częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest prowadzona przez operatora systemu przesyłowego.

II.O.1.3. OSDp stosuje parametry jakościowe energii elektrycznej zgodne z parametrami określonymi w obecnie obowiązującym rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). W przypadku zmiany tego rozporządzenia obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.

II.P. Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej

- II.P.1.** Do wskaźników jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, stosowanych przez OSDp, zalicza się przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). Określone poniżej przez OSDp wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki OSDp i użytkowników systemu w tym zakresie są zgodne z obecnie obowiązującymi zapisami powyższego rozporządzenia, przy czym w przypadku jego zmiany obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.
- II.P.2.** Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej w zależności od czasu ich trwania dzieli się na:
- 1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;
 - 2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
 - 3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;
 - 4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
 - 5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.
- II.P.3.** Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt. II.F.3, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.
- II.P.4.** Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.
- II.P.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 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin.
 - 2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowanych - 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.
- II.P.6.** OSDp w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące

czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki określone w podpunktach 1) i 2) wyznacza się oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

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

III. BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

III.A. Postanowienia wstępne

- III.A.1.** Procedury bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwanej dalej „RIESD- Bilansowanie”) obowiązują:
- 1) Operatorów Systemów Dystrybucyjnych,
 - 2) Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDp,
 - 3) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSDp,
 - 4) sprzedawców działających na obszarze OSDp,
 - 5) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do d) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSDp.
- III.A.2.** Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110kV i posiadające podpisane umowy o świadczenie usług przesyłania (umowy przesyłowe) z Operatorem Systemu Przesyłowego (OSP) oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji (umowy dystrybucji) z właściwym do miejsca przyłączenia Operatorem Systemu Dystrybucyjnego (OSDp), są objęte obszarem rozszerzonym rynku bilansującego i uczestniczą w rynku bilansującym (RB) na zasadach i warunkach określonych IRiESP, opracowanej przez OSP, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).
- III.A.3.** Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRIESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną OSDp, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej.
- III.A.4.** OSDp uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru zarządzanej przez niego sieci.
- III.A.5.** OSDp uczestniczy w administrowaniu Rynkiem Bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.
- III.A.6.** OSDp współpracuje bezpośrednio z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie bilansowania systemu dystrybucyjnego.

- III.A.7.** Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDp nie objętej obszarem Rynku Bilansującego i który posiada umowę dystrybucyjną z ANWIL S.A. albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą, jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).
- III.A.8.** URD jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez Uczestnika Rynku Bilansującego (URB). URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- III.A.9.** POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z OSDp. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- III.A.10.** OSDp zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSDp w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i umowach o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.
- III.A.11.** Wytwórcy, odbiorcy oraz sprzedawcy którzy posiadają zawartą z ANWIL S.A. umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z postanowieniami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy lub sprzedawcy.

III.B. Warunki formalno-prawne uczestnictwa w procesie bilansowania

- III.B.1.** OSDp realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:
- 1) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,
 - 2) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z OSDp,
 - 3) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą umowę dystrybucji (zwaną dalej „generalną umową dystrybucji” lub „GUD”) z OSDp,
 - 4) zawarciu przez URD typu wytwórcy (URD_W) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę dystrybucji z OSDp.
- III.B.2.** Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSDp spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i powinna zawierać w szczególności następujące elementy
- (z zastrzeżeniem, że ppkt. 7) wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia opublikowania Ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. - Dz.U. z 2018 r. poz. 2348 - o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, tj. od dnia**

18 czerwca 2019):

- 1) zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD,
- 2) wskazanie POB, a w przypadku URD typu wytwórcy (URD_w) również zasad jego zmiany,
- 3) algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Dostarczania Energii (PDE),
- 4) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z OSDp,
- 5) określenie, że POB dla URD_o jest podmiot wskazany przez sprzedawcę w GUD, dla którego OSDp realizują umowę sprzedaży,
- 6) sposób i zasady rozliczeń z OSDp z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URD typu wytwórcy (URD_w).
- 7) wskazanie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z OSDp umożliwiającą sprzedaż rezerwową.

Oznaczenie sprzedawcy i wskazanie sprzedawcy rezerwowego, o których mowa w ppkt. 4) i 7), może być realizowane poprzez określenie tych sprzedawców w powiadomieniu OSDp o zawartej umowie sprzedaży, które zostało przyjęte do realizacji zgodnie z IRiESD-Bilansowanie.

III.B.3. Umowa dystrybucji zawierana przez OSDp z POB spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 oraz powinna zawierać, co najmniej elementy określone w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp. Umowa ta zawiera w szczególności:

- 1) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
- 2) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- 3) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- 4) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
- 5) osoby upoważnione do kontaktu z OSDp oraz ich dane adresowe,
- 6) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSDp,
- 7) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
- 8) wykaz sprzedawców i wytwórców dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,

- 9) zobowiązania stron Umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej IRiESD,
- 10) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu lub zawieszeniu działalności na RB w rozumieniu IRiESP,
- 11) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu IRiESP,
- 12) zasady przekazywania przez ANWIL S.A. na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru, dla którego OSDp realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

Jednocześnie POB powinien posiadać zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB w sieci OSDp/OSDn, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDp oraz spełniać procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD.

III.B.4. Umowa, o której mowa w pkt. III.B.3. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku zawieszenia przez OSP działalności POB na rynku bilansującym, niezależnie od przyczyny.

III.B.5. Generalna umowa dystrybucji zawierana przez OSDp ze sprzedawcą spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne w art. 5 ust. 2 punkt 2 i ust. 2a punkt 3 oraz zawiera w szczególności następujące elementy:

- 1) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
- 2) warunki sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSDp, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną,
- 3) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- 4) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSDp,
- 5) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp, którzy zawarli umowę sprzedaży z tym Sprzedawcą,
- 6) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez Sprzedawcę z URD,
- 7) zasady wchodzenia w życie i rozwiązywania umów sprzedaży zawieranych przez odbiorców z kolejnym Sprzedawcą,
- 8) osoby upoważnione do kontaktu z OSDp oraz ich dane adresowe,
- 9) zasady wstrzymywania i wznowiania przez OSDp dostarczania energii do URD,
- 10) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,

- 11) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Punktach Dostarczania Energii (PDE) i w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- 12) zasady rozliczeń i warunki dokonywania przez OSDp dodatkowych odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowego tzn. w terminach innych niż standardowo dokonuje ich OSDp,
- 13) zobowiązanie stron umowy do stosowania postanowień niniejszej IRiESD,
- 14) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSDp o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- 15) zasady rozwiązania umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego Sprzedawcy.

Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą i OSDp oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSDp, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Sprzedawca posiadający zawartą z OSDp generalną umowę dystrybucji może pełnić funkcję sprzedawcy rezerwowego po wskazaniu tego w GUD.

III.B.6. Umowa, o której mowa w pkt. III.B.5. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku utraty przez sprzedawcę POB świadczącego na jego rzecz usługę bilansowania handlowego na rynku bilansującym. Od momentu rozwiązania ww. umowy, sprzedaż energii elektrycznej do URD typu odbiorca jest realizowana przez sprzedawcę rezerwowego, wskazanego przez tego URD.

III.B.7. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz OSDp o:

- a) konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD,
- b) przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę, niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z tym URD.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne.

Zapisy tego punktu nie zwalniają sprzedawcy z obowiązku, o którym mowa w pkt. III.H.1.6.

III.B.8. Informacja, o której mowa w pkt. III.B.7., powinna zawierać w szczególności:

- a) kod PPE,
- b) przewidywaną datę zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej.

III.B.9. OSDp po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSP o konieczności zaprzestania przez OSDp świadczenia usług dystrybucji na rzecz tego sprzedawcy, w następujących przypadkach:

- a) utrata POB sprzedawcy,
- b) wstrzymanie realizacji lub rozwiązanie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt. III.B.5.

III.B.10. OSDp po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez OSDp świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie informuje OSP o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:

- a) brak gwarancji dotyczących wiarygodności finansowej tego sprzedawcy lub POB wskazanego przez tego sprzedawcę, wynikających z umów zawartych przez OSDp z tymi podmiotami,
- b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy ze sprzedawcą, o której mowa w pkt. III.B.5.,
- c) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy z POB, o której mowa w pkt. III.B.3.

III.C. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych

III.C.1. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym OSDp realizuje następujące zadania:

- 1) przyporządkowuje do POB określone MB służące do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i dystrybucji,
- 2) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i generalnych umów dystrybucji,
- 3) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci dystrybucyjnej na podstawie generalnych umów dystrybucji,
- 4) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
- 5) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
- 6) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty.

- III.C.2.** OSDp nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej i nie są objęte obszarem rynku bilansującego.
- III.C.3.** OSDp nadaje kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci OSDp oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSDp. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:
- 1) URD typu wytwórca - AAAA_KodOSD_W_XXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSD)..._W...(numer podmiotu)...,
 - 2) URD typu odbiorca - AAAA_KodOSD_O_XXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSD)..._O...(numer podmiotu)...,
 - 3) Sprzedawca - AAAA_KodOSD_P_XXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe OSD)..._P...(numer podmiotu)...,
- III.C.4.** Oznaczenia kodowe OSDp są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem kodu OSDp, wynikającym z zawartej pomiędzy tym OSDp i OSP umowy przesyłowej.
- III.C.5.** Sprzedawca jest zobowiązany do potwierdzenia OSDp faktu rejestracji (posiadania kodu identyfikacyjnego) przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- III.C.6.** Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji lub generalnej umowy dystrybucji pomiędzy podmiotem oraz OSDp. Umowy te zawierają niezbędne elementy, o których mowa w IRiESD-Bilansowanie.
- III.C.7.** OSDp nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- III.C.8.** Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać: MDD_AAAA_XX_XXXX_XX (19znaków), gdzie:
(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe POB)_(kod typu URD w MDD)_(numer obiektu MB)_(numer obiektu RD),
- III.C.9.** Kody Punktów Dostarczania Energii (PDE) mają następującą postać: PDE_AAAA_KodOSD_A_XXXX, gdzie:
(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod OSD)_(typ URD)_(numer podmiotu),

III.C.10. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać: AAA-AAAXX, gdzie:

(kod obiektu energetycznego)-(kod urzędnika energetycznego)

III.C.11. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. PPE może być zarówno punktem fizycznym, jak i logicznym. Kody PPE mają następującą postać:

(kod kraju)(kod OSD)(unikalne dopełnienie)(liczba kontrolna)

KRAJ (2) KOD OSD (4) IDENTYFIKATOR PPE (10) LK (2)

P	L																
---	---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

III.D. Procedura zgłaszania do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej oraz zawierania umów dystrybucji z URD_o

III.D.1. Zasady ogólne

III.D.1.1. Sprzedawca jako jedna ze stron umowy sprzedaży, zgłasza do OSD w formie powiadomienia, w imieniu własnym i URD, informacje o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej.

III.D.1.2. Powiadomienie, o którym mowa powyżej jest dokonywane na formularzu określonym przez OSDp, zawierającym co najmniej:

- 1) oznaczenie stron umowy wraz z ich danymi teleadresowymi,
- 2) adres obiektu, którego zgłoszenie dotyczy,
- 3) okres obowiązywania umowy,
- 4) informację o dacie rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży,
- 5) informację o planowanej ilości energii objętej umową w podziale na okresy określone przez OSD.

Wzór formularza dostępny jest na stronie internetowej OSDp.

III.D.1.3. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania OSD o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w formularzu zgłoszenia zmiany sprzedawcy. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. III.D.1.1. na formularzu określonym przez OSD z co najmniej 21 dniowym wyprzedzeniem.

III.D.1.4. Dla umów sprzedaży energii elektrycznej dotyczących nowego PPE lub nowego URD w danym PPE, sprzedawca zgłasza je do OSDp za pośrednictwem powiadomienia, o którym mowa w pkt. III.D.1.1.

III.D.1.5. W przypadku, o którym mowa powyżej URDO zgłasza wniosek o zawarcie umowy dystrybucji. Wzór wniosku jest przygotowany i opublikowany przez OSDp na stronie internetowej.

III.D.1.6. Umowa dystrybucji musi być zawarta przed przesłaniem powiadomienia, o którym mowa w pkt. III.D.1.1. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę, z którym URDO ma podpisaną umowę sprzedaży energii elektrycznej.

III.D.2. Weryfikacja powiadomień

III.D.2.1. OSDp dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w pkt. III.D.1.1. w terminie nie przekraczającym 5 dni kalendarzowych od daty otrzymania powiadomień od obu stron umowy sprzedaży energii elektrycznej.

III.D.2.2. W przypadku pozytywnej weryfikacji, o której mowa w pkt. III.D.2.1., OSDp przystępuje do konfiguracji obiektów rynku detalicznego wykorzystywanych w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych, w tym we współpracy z OSDp.

III.D.2.3. Jeżeli w procesie weryfikacji zaistnieją:

- 1) braki formalne w dokonanych powiadomieniach; lub
- 2) niezgodności otrzymanych informacji pomiędzy powiadomieniami wykonanymi przez strony umowy; lub
- 3) brak generalnej umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSDp a sprzedawcą; lub
- 4) brak umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSDp, a wskazanym przez sprzedawcę POB, lub
- 5) brak umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSDp, a wskazanym przez sprzedawcę POB, lub
- 6) brak powiadomienia od jednej ze stron umowy sprzedaży energii elektrycznej w terminie 5 dni roboczych od dnia otrzymania przez OSDp zgłoszenia drugiej strony umowy,

OSDp informuje w terminie określonym w pkt. III.D.2.1. strony umowy sprzedaży energii elektrycznej o braku możliwości jej realizacji, wskazując przyczyny odrzucenia powiadomienia.

III.E. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych

III.E.1. Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

III.E.1.1. OSDp pełni funkcję Operatora Pomiarów i administruje danymi pomiarowymi w obszarze swojej sieci dystrybucyjnej. OSDp może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.

III.E.1.2. Administrowanie przez OSDp danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym oraz Rynku Detalicznym i obejmuje następujące zadania:

- a) eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
- b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych na obszarze działania OSDp,
- c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych fizycznych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
- d) agregacja ilości dostarczanej energii elektrycznej w poszczególnych wirtualnych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
- e) udostępnianie POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
- f) udostępnianie OSP danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
- g) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. e), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

Przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych do OSP, o którym mowa w ppkt f) powyżej odbywa się na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

III.E.1.3. OSDp pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR).

III.E.1.4. OSDp wyznacza godzinowe ilości energii rzeczywistej, o której mowa w pkt. III.E.1.2. ustęp c) i d), w podziale na rzeczywistą ilość energii pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.

III.E.1.5. OSDp wyznacza ilości energii rzeczywistej wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:

- 1) uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych; lub
- 2) danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD-Bilansowanie, w przypadku awarii układu

- miarowego lub systemu transmisji danych; lub
- 3) danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych.
- III.E.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.
- III.E.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w pkt. III.E.1.6., ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby na podstawie:
- 1) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie); lub
 - 2) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię.
- III.E.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSDp w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD albo zgłoszone przez Sprzedawcę, POB lub URD.
- III.E.1.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSDp dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji poprzez systemy wymiany informacji OSDp, na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.
- III.E.1.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, OSDp wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla:
- 1) OSP na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej,
 - 2) POB jako zagregowane MB rynku bilansującego i MDD bilansowanych sprzedawców i URDw,
 - 3) sprzedawców jako zagregowane MDD, zachowując zgodność przekazywanych danych.
- III.E.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, OSDp udostępnia następujące dane pomiarowe:
- 1) Sprzedawcom:
 - a) o zużyciu odbiorców w okresie rozliczeniowym umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego opłat dystrybucyjnych,
 - b) godzinowe URD po ich pozyskaniu przez OSDp.

Sposób przekazywania danych określa GUD, zawarta pomiędzy Sprzedawcą i OSDp,

2) URD:

- a) o zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,
- b) godzinowe URD - na zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie.

Dane pomiarowe są udostępniane z dokładnością do 1kWh.

III.E.1.12. OSDp udostępnia Sprzedawcy dane pomiarowe o których mowa powyżej oraz wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez OSDp) tych URD (dla PDE), którzy wyrażą na to zgodę w umowach o świadczenie usług dystrybucji zawartych z OSDp. Udostępnianie wstępnych danych pomiarowych odbywa się na zasadach określonych w GUD.

III.E.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:

- 1) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
- 2) korekty danych składowych,
- 3) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

i zgłaszane są do OSP na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

III.E.1.14. URD, Sprzedawcy oraz POB mają prawo wystąpić do OSDp z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach ogólnych określonych w IRiESD-Korzystanie w części dotyczącej standardów jakościowych obsługi odbiorców.

III.F. Procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe

III.F.1. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD-Bilansowanie oraz odpowiednimi zapisami w umowach zawartych pomiędzy:

- 1) Sprzedawcą lub URD typu wytwórca i:
 - a) OSDp,
 - b) POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
 - c) POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, oraz
- 2) OSP i:
 - a) POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,

- b) POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
 - c) OSDp, oraz
- 3) OSDp i POB przekazującym oraz przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe.
- III.F.2.** POB przejmujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub wytwórcy powinien posiadać zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDp.
- III.F.3.** W przypadku zmiany przez sprzedawcę lub wytwórcę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, sprzedawca lub wytwórca, POB przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz POB przejmujący tą odpowiedzialność, są zobowiązani do powiadomienia OSDp o tym fakcie drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym na formularzu udostępnionym na stronie internetowej OSDp. OSDp dokonuje weryfikacji zgodności powiadomień i informuje o jej wyniku zainteresowane podmioty drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym. Przekazywana informacja zawiera również datę, od której następuje zmiana POB, z zastrzeżeniem pkt. III.F.4., Szczegółowe zasady wymiany informacji określone są w umowach zawartych przez te podmioty z OSDp.
- III.F.4.** Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym następującego po dacie otrzymania przez OSDp powiadomień od sprzedawcy lub wytwórcy oraz POB przekazującego i przejmującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty.
- III.F.5.** POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSDp i sprzedawcy lub wytwórcy, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- III.F.6.** W przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub URDW jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na rynku bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego lub sprzedawcę z urzędu dla URD₀ lub na OSDp w przypadku utraty POB przez URD_w.

III.G. Postępowanie reklamacyjne

- III.G.1.** Składanie i rozpatrywanie reklamacji odbywa się na zasadach opisanych w IRiESD-Korzystanie w części dotyczącej standardów jakościowych obsługi odbiorców.

III.H. Procedury zmiany sprzedawcy

III.H.1. Wymagania ogólne

III.H.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej dotyczy URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego. Procedura dotyczy również przypadku rozdzielenia przez URD umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, na oddzielną: umowę sprzedaży i umowę dystrybucji.

III.H.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSDp jest generalna umowa dystrybucji zawarta przez sprzedawcę z OSDp. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą a OSDp oraz określa warunki sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.

III.H.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy lub dokonać rozdzielenia umowy kompleksowej, muszą spełniać postanowienia określone w IRiESD-Korzystanie.

URD zawiera z OSDp umowę o świadczenie usług dystrybucji przed rozwiązaniem umowy kompleksowej. Umowa dystrybucji między URD i OSDp powinna zostać zawarta przed zgłoszeniem do OSDp przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. III.D.1.1.

III.H.1.4. Przy każdej zmianie przez URD sprzedawcy, dokonywany jest przez OSDp odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

Dla URD_O przyłączonych do sieci OSDp na niskim napięciu, OSDp może ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy również na podstawie:

- 1) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD na dzień zmiany sprzedawcy i przekazanego do OSDp najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez OSDp,
a w przypadku braku możliwości ustalenia wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1),
- 2) ostatniego posiadanego przez OSDp odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, jednak nie starszego niż 3 miesięcy, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym usług dystrybucji, za który OSDp posiada odczytane wskazania.

- III.H.1.5. URD może mieć dla jednego PPE zawartą dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URD wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. B.1.1. Energia elektryczna zmierzona w PPE URD, będzie wykazywana na MB POB wskazanego w Generalnej Umowie Dystrybucji przez tego sprzedawcę.
- III.H.1.6. Sprzedawca nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje OSDp o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
- III.H.1.7. URD_o może mieć w danym okresie dla jednego PPE zawartą obowiązującą tylko jedną umowę kompleksową albo o świadczenie usług dystrybucji.

III.H.2. Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę

- III.H.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji, zawartej pomiędzy OSDp a odbiorcą oraz spełnienie wymagań określonych w pkt. III.H.1.
- III.H.2.2. URD dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej.
- III.H.2.3. URD lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca energii elektrycznej wypowiada umowę sprzedaży lub umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.
- III.H.2.4. Nowy sprzedawca energii elektrycznej w imieniu własnym oraz URD, powiadamia OSDp (na zasadach opisanych w pkt. III.D.1.1.) o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie później niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia. Powiadomienie składa się do OSDp nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
- III.H.2.5. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD na dokonanie powiadomienia OSDp, o którym mowa w pkt. III.H.2.4., w imieniu URD oraz złożyć OSDp oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.
- III.H.2.6. OSDp w terminie do 5 dni roboczych od dnia przyjęcia powiadomień, o których mowa w pkt. III.D.1.1., dokonuje ich weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału III.D., oraz informuje podmiot, który przedłożył powiadomienie o wyniku przeprowadzonej weryfikacji.
- III.H.2.7. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej lub usługi kompleksowej przez nowego sprzedawcę następuje w terminie nie później niż 21 dni kalendarzowych od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w III.H.2.4. pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez OSDp, chyba, że w powiadomieniu

określony został termin późniejszy, z zastrzeżeniem terminów, o których mowa w pkt. III.H.2.4.

- III.H.2.8. OSDp przekazuje do URD informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.
- III.H.2.9. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.

III.H.3. Zasady udzielania informacji

(z zastrzeżeniem, że punkt III.H.3.5. wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia opublikowania Ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. (Dz.U. z 2018 r. poz. 2348) o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, tj. od dnia 18 czerwca 2019 r.)

- III.H.3.1. Udzielanie informacji na temat zmiany sprzedawcy odbywa się na zasadach ogólnych opisanych w IRiESD-Korzystanie w części dotyczącej standardów jakościowych obsługi odbiorców.
- III.H.3.2. OSDp informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:
- 1) uwarunkowaniach formalno-prawnych,
 - 2) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
 - 3) procedurach zmiany sprzedawcy,
 - 4) wymaganych umowach,
 - 5) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
 - 6) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
 - 7) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
 - 8) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.
- III.H.3.3. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę OSDp udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSDp.
- III.H.3.4. Lista sprzedawców mających zawarte generalne umowy dystrybucji z OSDp jest publikowana na stronie internetowej OSDp.
- III.H.3.5. Na wniosek URD, OSDp przedstawia aktualną listę sprzedawców, o której mowa w pkt. II.K.2.2.5.

III.1. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi

- III.1.1.** OSDp identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- III.1.2.** Ograniczenia systemowe są podzielone na:
- 1) ograniczenia elektrowniane,
 - 2) ograniczenia sieciowe.
- III.1.3.** Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- 1) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - 2) przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - 3) działanie siły wyższej,
 - 4) realizację polityki energetycznej państwa.
- III.1.4.** OSDp identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- 1) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - 2) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - 3) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- III.1.5.** Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSDp na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- 1) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - 2) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - 3) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- III.1.6.** Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez OSDp z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.
- III.1.7.** Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- III.1.8.** OSDp przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci dystrybucyjnej sąsiednich OSDp oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.

III.J. Zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej

III.J.1. Certyfikacja ORed

III.J.1.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych poniżej. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.

III.J.1.2. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

III.J.1.3. ORed to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających kryteria:

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

III.J.1.4. 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 OSD będącego odbiorcą świadczącym usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSD.

III.J.1.5. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

- 1) OSP we współpracy z OSD – jeśli ORed jest przyłączony do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej OSD;
- 2) OSDp we współpracy z OSD - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDp i OSD, którego sieć jest połączona z siecią OSDp;

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

- 3) OSD we współpracy z OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSD, którego sieć jest połączona z siecią OSDp;

Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt III.J.1.17. wystawia OSD i przekazuje do upoważnionego przez OSD OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (dalej „system IP DSR”) i nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSD przekazuje do OSDp również oświadczenia Odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez OSD i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

OSD odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt III.J.1.3.

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

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

III.J.1.6. 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 ustawy Prawo energetyczne.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

- a) w trybie podstawowym, tj. w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub
 - b) w trybie dodatkowym, na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego;
- 2) Mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

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

- III.J.1.7. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt. III.J.1.6. ppkt. 1) lit. a) dokonywana jest na poniższych zasadach.

OSD jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w następujących terminach:

- 1) W terminie 4 miesiące od daty wejścia w życie zmian IRiESP wprowadzających certyfikację ORed w trybie podstawowym - dotyczy przypadku certyfikacji obejmującej wszystkie ORed, jako procesu dokonywanego po raz pierwszy;
- 2) W terminie 30 dni od dnia, od którego:
 - a) Odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt III.J.1.6. ppkt 1), lub
 - b) odpowiednio OSDp albo OSD pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym),
 - dotyczy przypadku certyfikacji, obejmującej pojedyncze ORed, dokonywanej po upływie terminu wskazanego w pkt 1).
- 3) Certyfikacji, zgodnie z pkt 2), poddawane są wyłącznie ORed tych odbiorców, dla których to ORed nie został wydany uprzednio Certyfikat dla ORed.

III.J.1.7.1. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt. III.J.1.3.

III.J.1.7.2. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. III.J.1.7.1., jest pozytywny, wówczas odpowiednio OSDp albo OSD wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSDp albo OSD informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

III.J.1.7.3. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt III.J.1.3. pkt 2) nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSD układów pomiarowo-rozliczeniowych do

wymagań określonych w tym punkcie.

III.J.1.7.4. 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 III.J.1.6. pkt 1).

III.J.1.8. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt III.J.1.6. pkt 1) i 2) dokonywana jest na poniższych zasadach.

III.J.1.8.1. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wnioski o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

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

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

III.J.1.8.2. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

- 1) Dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed);
- 2) Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
- 3) Dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
- 4) Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt III.J.1.3.;
- 5) Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej;
- 6) Oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
 - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),

- b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSD do OSP/OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSD),
 - 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 redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
 - d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),
 - e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),
 - i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSDp albo OSD 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 OSD lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSD wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed). Wniosek składany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD.

Na każde żądanie OSD, Odbiorca w ORed dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

III.J.1.8.3. 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. III.J.1.3.
- III.J.1.8.4. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. III.J.1.8.3. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSDp albo OSD niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.
- Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt III.J.1.3 pkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSD układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.
- III.J.1.8.5. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. III.J.1.8.3., jest pozytywny, wówczas OSDp albo OSD wydaje Certyfikat dla ORed.
- III.J.1.8.6. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSD, dany OSD, w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. III.J.1.8.3. i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt. III.J.1.5 ppkt. 3) do upoważnionego OSDp.
- OSD przekazuje Certyfikat dla ORed do OSDp wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSD) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. III.J.1.5 ppkt. 3). Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.
- III.J.1.8.7. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio OSDp albo OSD.
- W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSD, OSD przekazuje ten certyfikat do OSDp celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia przed ww. terminem wydania certyfikatu.
- III.J.1.9. Certyfikat dla ORed zawiera:
- 1) Numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. III.J.1.5. ppkt. 3) zdanie drugie
 - 2) Lokalizację sieciową ORed;
 - 3) Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt. III.J.1.13. zdanie trzecie;
 - 4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE danego OSDp, (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego odpowiednio OSDp i 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 III.J.1.12. ppkt 3) lit.a);
- 8) Informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

W przypadku wystawiania Certyfikatu przez OSD, jest on zobowiązany do wystąpienia do OSDp o określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE, o których mowa powyżej w ppkt. 4).

- III.J.1.10. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. III.J.1.7.1. i III.J.1.8.3., OSDp albo OSDp upoważniony przez OSD, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

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

- III.J.1.11. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.
- III.J.1.12. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny”. W celu uzyskania statusu „ORed aktywny”, wymagane jest dostarczenie do OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

- 1) Zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
 - a) OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
 - b) OSD do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSD),
 - c) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
- 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 przesyłowej lub dystrybucyjnej,

zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej,

- b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
- c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
- d) wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
- e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSDp albo OSD 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 OSD, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do OSD. Następnie OSD informuje OSDp o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

- III.J.1.13. Zgody, o których mowa w pkt. III.J.1.12. 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 III.J.1.12., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt III.J.1.12. ppkt 2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny” na „ORed aktywny” następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt III.J.1.12.

- III.J.1.14. 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.

- III.J.1.15. Odpowiednio OSDp albo OSDp upoważniony przez OSD, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

II.M.3.3.1 Gdy OSDp albo OSD pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. III.J.1.3.; OSD przekazuje informację w tym zakresie do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR.

II.M.3.3.2 Wstrzymania świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej Odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej.

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

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

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny” wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowych dla ORed przez OSDp do OSP.

III.J.1.16. 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 III.J.1.3. odpowiednio OSDp albo OSDp upoważniony przez OSD 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 OSD, operator ten przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do właściwego OSDp celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR.

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

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

III.J.1.17. 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 III.J.1.12. i III.J.1.14., określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.

III.J.1.18. OSDp i OSD, 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.

III.J.1.12. i III.J.1.14.

III.J.2. **Zasady udostępniania danych pomiarowych ORed**

III.J.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie.

III.J.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

III.J.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSD od OSP:

- 1) dla Programu Gwarantowanego i Programu Bieżącego, informacji:
 - a) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
 - b) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę.

OSD po otrzymaniu informacji od OSP, dokonuje (w dobie $n+4$) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSD przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. III.J.2.6. – III.J.2.9.

OSD_p przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSD, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSD, w trybie i formie określonych w IRiESD OSD_p.

- 2) dla Programu Bieżącego Uproszczonego, informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w wyniku wezwania do redukcji w ramach tej usługi.

OSD_p, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie $n+4$) zasilenia, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia, OSD_p przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w IRiESD OSD_p.

OSD_p przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSD, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSD, w trybie i formie określonych w pkt. A.10.2.5.IRiESD OSD_p.

III.J.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, ANWIL S.A. przesyła dane pomiarowe dla tych PPE, które połączone są z siecią dystrybucyjną ANWIL S.A.

- III.J.2.5. ANWIL S.A. przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane 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.
- III.J.2.6. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez ANWIL S.A. do OSP w trybie wstępnym od doby $n+1$ do doby $n+4$.
- III.J.2.7. Do 5 dni po zakończeniu miesiąca m , ANWIL S.A. dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowo-rozliczeniowych i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym $m+1$. Dane pomiarowo-rozliczeniowe są przekazywane za miesiąc m od 1. do 5. dnia miesiąca $m+1$ poprzez wysłanie zapytania o dane pomiarowo- rozliczeniowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, ANWIL S.A. przekazuje wymagane dane pomiarowo-rozliczeniowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez ANWIL S.A. w trybie podstawowym $m+1$, do rozliczeń przyjmuje się dane, o których mowa w pkt. III.J.2.6. W trybie podstawowym $m+1$ wszystkie dane pomiarowo- rozliczeniowe przekazywane przez ANWIL S.A. do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.
- III.J.2.8. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych do OSP danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- III.J.2.9. Okresem korygowania jest miesiąc $m+2$ i $m+4$ (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$ poprzez wysłanie zapytania do ANWIL S.A. o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie ANWIL S.A. przekazuje dane pomiarowo- rozliczeniowe tego samego dnia lub dnia następnego.
- Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z IRiESP.
- III.J.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępnione podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

III.K. Zasady rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej dla URD, którzy mają zawarte umowy dystrybucji

(z zastrzeżeniem, że punkty od III.K.1 do III.K.13 obowiązują do dnia 17 czerwca 2019 r., a po tej dacie wchodzi w życie punkty od III.K.14. do III.K.26. tj. po upływie 6 miesięcy od dnia opublikowania Ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. (Dz.U. z 2018 r. poz. 2348) o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

III.K.1. Działając na podstawie upoważnienia zawartego w umowie dystrybucyjnej OSD zawrze w imieniu i na rzecz URD, rezerwową umowę sprzedaży ze wskazanym przez URD w umowie dystrybucyjnej sprzedawcą rezerwowym, w następujących przypadkach:

- 1) trwałej lub przemijającej utraty przez sprzedawcę lub przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe wskazanym przez sprzedawcę możliwości działania na rynku bilansującym,
- 2) utraty przez sprzedawcę możliwości sprzedaży energii elektrycznej,
- 3) utraty przez sprzedawcę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe,
- 4) zakończenia umowy sprzedaży zgodnie z IRiESD-Bilansowanie przez dotychczasowego sprzedawcę i niedokonania lub nieskutecznego dokonania przez nowego sprzedawcę powiadomienia OSD o zawarciu z URD umowy kompleksowej albo umowy sprzedaży - określonego w pkt. III.H.2.4., z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. III.K.2.

Zawarcie rezerwowej umowy sprzedaży następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia, o którym mowa w pkt. III.K.6.

III.K.2. OSD nie zawrze rezerwowej umowy sprzedaży w sytuacji:

- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia umowy sprzedaży),
- 2) wyprowadzenia URD z PPE,
- 3) gdy okoliczności, o których mowa w pkt. III.K.1. wystąpią w odniesieniu do rezerwowej umowy sprzedaży realizowanej ze wskazanym przez URD sprzedawcą rezerwowym,
- 4) gdy okoliczności, o których mowa w pkt. III.K.5. dotyczą URD innego niż URD w gospodarstwie domowym.

Dla przypadków określonych powyżej w ppkt. 1), 3) i 4) OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej dla tego URD.

III.K.3. Sprzedawca, który zawarł z OSD GUD, która umożliwia zawieranie rezerwowych umów sprzedaży na obszarze OSD, składa OSD ofertę zawarcia rezerwowych umów sprzedaży obejmującą w szczególności:

- a) cennik sprzedaży rezerwowej,
- b) wzór rezerwowej umowy sprzedaży.

Sprzedawca jest zobowiązany do przekazania OSD dokumentów, o których mowa powyżej, w chwili zawarcia GUD - umożliwiającej zawieranie rezerwowych umów sprzedaży oraz dodatkowo publikuje te dokumenty na swojej stronie internetowej.

Sprzedawca może zmieniać powyższą ofertę i w takim przypadku zobowiązany jest do przekazywania OSD aktualizacji powyższych dokumentów wraz z odnośnikiem do miejsca ich opublikowania na stronie internetowej sprzedawcy - z co najmniej dziesięciodniowym wyprzedzeniem przed datą początku ich obowiązywania.

Zaprzestanie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany GUD.

Sprzedawca wykonujący na obszarze OSD zadania sprzedawcy z urzędu - jest zobowiązany do złożenia oferty zawierania rezerwowych umów sprzedaży w sposób określony powyżej.

III.K.4. Warunkiem zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży przez OSD, jest wskazanie przez URD sprzedawcy rezerwowego wybranego z wykazu, o którym mowa w pkt. II.K.2.2.5., innego niż sprzedawca będący stroną umowy sprzedaży.

Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy sprzedaży - nie dotyczy przypadku, gdy ofertę, o której mowa w pkt. III.K.3. złożył tylko jeden sprzedawca.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt. III.H.2.4. - sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego.

III.K.5. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy sprzedaży, a:

- 1) w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia OSD do zawarcia w imieniu i na rzecz URD rezerwowej umowy sprzedaży; albo
 - 2) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej z przyczyn, o których mowa w pkt. III.B.9.;
- OSD, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty, na zasadach określonych w umowie.

Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy dystrybucyjnej w zakresie warunków świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę albo rezerwowej umowy sprzedaży przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży przez takiego sprzedawcę.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne.

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia OSD oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu – nie może tej oferty wycofać.

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa.

III.K.6. W razie zaistnienia podstaw do rozpoczęcia przez sprzedawcę sprzedaży rezerwowej na rzecz URD - OSD złoży sprzedawcy w imieniu i na rzecz tego URD oświadczenie o przyjęciu oferty zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży określonej w pkt. III.K.3. (aktualnej na datę złożenia przez OSD oświadczenia o przyjęciu oferty):

- 1) w przypadku, o którym mowa w pkt. III.K.1. ppkt. 3) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej;
- 2) w pozostałych przypadkach, o których mowa w pkt. III.K.1. – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej.

Sposób przekazania oświadczenia o przyjęciu oferty zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży oraz jego wzór określa GUD.

W razie rozbieżności między treścią oferty zawarcia rezerwowych umów sprzedaży opublikowanej na stronie internetowej sprzedawcy, a treścią dokumentów przekazanych OSD zgodnie z pkt. III.K.3. - rezerwowa umowa sprzedaży jest zawarta na warunkach zgodnych z treścią dokumentów przekazanych OSD zgodnie z pkt. III.K.3.

W przypadku gdy URD jest konsumentem warunkiem rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej jest zawarcie w oświadczeniu, o którym mowa powyżej, żądania URD rozpoczęcia świadczenia sprzedaży rezerwowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od umowy.

III.K.7. OSD w terminie 5 dni kalendarzowych:

- 1) od złożenia sprzedawcy przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt. III.K.6., wyśle URD informację o przyczynach zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami) oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków rezerwowej umowy sprzedaży, w tym ceny, albo

- 2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez OSDn oświadczenia, o którym mowa w pkt. III.K.5. wyśle URD informację o przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami).
- III.K.8. Po zawarciu rezerwowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z URD będącym konsumentem w trybie określonym w niniejszym rozdziale, realizacja tej umowy oraz spełnienie obowiązków wobec tych URD zgodnie z ustawą z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, dokonywane są bezpośrednio pomiędzy sprzedawcą rezerwowym lub sprzedawcą z urzędu a tymi URD.
- III.K.9. Rezerwowa umowa sprzedaży wchodzi w życie z dniem jej zawarcia i obowiązuje od dnia rozpoczęcia jej realizacji.
- III.K.10. Rezerwowa umowa sprzedaży jest realizowana przez OSD z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.
- III.K.11. Sprzedawca zobowiązuje się powiadamiać OSD o zakończeniu rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej zgodnie z pkt. III.H..2.4.
- III.K.12. OSD udostępnia sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania rezerwowej umowy sprzedaży.
- OSD udostępnia dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy z urzędu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu temu URD.
- III.K.13. W przypadku zakończenia obowiązywania rezerwowej umowy sprzedaży i nie zgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne, OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej.
- III.K.14. W umowie o świadczenie usługi dystrybucji, URD:
- 1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt. II.K.2.2.5. lit. a), innego niż sprzedawca podstawowy,
 - 2) upoważnia OSD do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.
- Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy sprzedaży - nie dotyczy przypadku, gdy wykaz, o którym mowa w pkt. II.K.2.2.5. lit. a) obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Mając na uwadze zapisy ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem, powinno zawierać dodatkowo:

- 1) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
- 2) upoważnienie dla OSDn do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia umowy sprzedaży rezerwowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt. III.H.2.4., sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego.

III.K.15. OSD, z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. III.K.16., zawiera umowę sprzedaży rezerwowej w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:

- 1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
 - a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. III.B.7.,
 - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt. III.B.9.,
- 2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą;
– jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zgodnie z pkt. III.H.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty w terminie:

- i. w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1) – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej;
- ii. w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej.

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt. III.B.5.

III.K.16. OSD nie zawrze umowy sprzedaży rezerwowej w sytuacji:

- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne

(w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia umowy sprzedaży zgodnie z pkt. III.H.1.6.),

- 2) wyprowadzenia URD z PPE.

III.K.17. Sprzedawca, który zawarł z OSD GUD, która umożliwia zawieranie umów sprzedaży rezerwowej na obszarze OSD, składa OSD ofertę zawarcia umów sprzedaży rezerwowej.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany GUD.

III.K.18. Umowa sprzedaży rezerwowej jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę.

Umowa ta może ulec rozwiązaniu:

- 1) w dowolnym terminie na mocy porozumienia stron; lub
- 2) w drodze wypowiedzenia przez URD z zachowaniem miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na ostatni dzień miesiąca następujący po miesiącu, w którym nastąpiło doręczenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy, przy czym URD może wskazać późniejszy jej termin rozwiązania;
 - a URD nie może zostać obciążony przez sprzedawcę rezerwowego kosztami z tytułu wcześniejszego rozwiązania tej umowy.

III.K.19. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy sprzedaży, a:

- 1) w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowo lub umowa ta nie zawiera upoważnienia OSD do zawarcia w imieniu i na rzecz URD umowy sprzedaży rezerwowej; albo
- 2) sprzedawca rezerwowo wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej z przyczyn, o których mowa w pkt. III.B.9.;
 - OSD, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty, na zasadach określonych w umowie.

Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy dystrybucyjnej w zakresie warunków świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę albo umowy sprzedaży rezerwowej przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży rezerwowej przez takiego sprzedawcę.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne.

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa.

III.K.20. OSD w terminie 5 dni kalendarzowych:

- 1) od złożenia sprzedawcy przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt. III.K.15., wysłać URD informację o przyczynach zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami) oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków umowy sprzedaży rezerwowej, w tym ceny, albo
- 2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt. III.K.19. wysłać URD informację o przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami).

III.K.21. Po zawarciu umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej z URD będącym konsumentem w trybie określonym w niniejszym rozdziale, realizacja tej umowy oraz spełnienie obowiązków wobec tych URD zgodnie z ustawą z dnia 30 maja 2014r. o prawach konsumenta, dokonywane są bezpośrednio pomiędzy sprzedawcą rezerwowym lub sprzedawcą z urzędu a tymi URD.

III.K.22. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić OSD o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. III.K.19., zgodnie z pkt. III.H.1.6

III.K.23. OSD udostępnia sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania umowy sprzedaży rezerwowej.

OSD udostępnia dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy z urzędu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu temu URD.

III.K.24. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży i nie zgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne, OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

III.K.25. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSD nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. III.H.2., OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

III.K.26. Umowa kompleksowa, o której mowa w pkt. III.K.19. albo umowa sprzedaży rezerwowej, o której mowa w pkt. III.K.15., ulega rozwiązaniu z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

III.L. Zasady sprzedaży rezerwowej dla URD którzy mają zawarte umowy kompleksowe

(z zastrzeżeniem, że punkt III.L. wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia opublikowania Ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. (Dz.U. z 2018 r. poz. 2348) o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, tj. od dnia 18 czerwca 2019 r.)

III.L.1. W umowie kompleksowej ze sprzedawcą, URD:

- 1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt. II.K.2.2.5. lit. b), innego niż sprzedawca,
- 2) upoważnia OSD do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę – rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

Upoważnienie udzielone przez URD przy zawieraniu umowy kompleksowej ze sprzedawcą za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, uważa się za równoważne w skutkach z upoważnieniem udzielonym w formie pisemnej.

Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy kompleksowej nie dotyczy przypadku, gdy wykaz o którym mowa w pkt. II.K.2.2.5. lit. b) obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Mając na uwadze zapisy ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem, powinno zawierać dodatkowo:

- 1) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,
- 2) upoważnienie dla OSD do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt. III.H.2.4. sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego. Oświadczenie to jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę upoważnieniem udzielonym przez tego URD dla OSD spełniającym

wymogi, o których mowa powyżej.

Sprzedawca jest zobowiązany do przekazania OSD upoważnienia zawartego w treści umowy kompleksowej na każde uzasadnione żądanie OSD, poprzez przekazanie wyciągu z tej umowy w zakresie obejmującym co najmniej treść takiego upoważnienia oraz podpis URD, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

Sprzedawca, który nie dysponuje upoważnieniem, o którym mowa powyżej, nie może dokonać powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt. III.H.2.4.

III.L.2. OSD, z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. III.L.3., zawiera rezerwową umowę kompleksową w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:

- 1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
 - a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. III.B.7.,
 - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt. III.B.9.,
- 2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą;
 - jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zgodnie z pkt. III.H.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

Zawarcie rezerwowej umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty w terminie:

- i. w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1) – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej;
- ii. w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania rezerwowej umowy kompleksowej.

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa.

III.L.3. OSD nie zawrze rezerwowej umowy kompleksowej w sytuacji:

- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust.1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne (w tym także wówczas, gdy w okresie wstrzymania dojedzie do zakończenia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z pkt. III.H.1.6.),
- 2) wyprowadzenia URD z PPE.

III.L.4. Rezerwowa umowa kompleksowa jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę.

Umowa ta może ulec rozwiązaniu:

- 1) w dowolnym terminie na mocy porozumienia stron lub
- 2) w drodze wypowiedzenia przez URD z zachowaniem miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na ostatni dzień miesiąca następujący po miesiącu, w którym nastąpiło doręczenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy, przy czym URD może wskazać późniejszy jej termin rozwiązania
 - a URD nie może zostać obciążony przez sprzedawcę rezerwowego kosztami z tytułu wcześniejszego rozwiązania tej umowy.

III.L.5. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy kompleksowej, a:

- 1) w umowie kompleksowej zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia OSD do zawarcia w imieniu i na rzecz URD rezerwowej umowy kompleksowej; albo
- 2) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej z przyczyn, o których mowa w pkt. III.B.9.;
 - OSD, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty, na zasadach określonych w umowie.

Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę albo rezerwowej umowy kompleksowej przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży rezerwowej przez takiego sprzedawcę.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne.

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa.

III.L.6. OSD w terminie 5 dni kalendarzowych:

- 1) od złożenia sprzedawcy przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt. III.L.2., wysłać URD informację o przyczynach zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami) oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków rezerwowej umowy kompleksowej, w tym ceny, albo

- 2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt. III.L.5. wyśle URD informację o przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych, prawie tego URD do wypowiedzenia umowy lub odstąpienia od umowy (w przypadku URD będących konsumentami).
- III.L.7. Po zawarciu rezerwowej umowy kompleksowej lub umowy kompleksowej z URD będącym konsumentem w trybie określonym w niniejszym rozdziale, realizacja tej umowy oraz spełnienie obowiązków wobec tych URD zgodnie z ustawą z dnia 30 maja 2014r. o prawach konsumenta, dokonywane są bezpośrednio pomiędzy sprzedawcą rezerwowym lub sprzedawcą z urzędu a tymi URD.
- III.L.8. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić OSD o zakończeniu rezerwowej umowy kompleksowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt. III.L.5., zgodnie z pkt. III.H.1.6.
- III.L.9. OSD udostępnia sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania rezerwowej umowy kompleksowej.
- OSD udostępnia dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy z urzędu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu temu URD.
- III.L.10. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy kompleksowej i nie zgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne, OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.
- III.L.11. W przypadku, gdy rezerwowa umowa kompleksowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSD nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt. III.H.2., OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.
- III.L.12. Umowa kompleksowa, o której mowa w pkt. III.L.5. albo rezerwowa umowa kompleksowa, o której mowa w pkt. III.L.2., ulega rozwiązaniu z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

III.M. Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia

- III.M.1. OSDp określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSDp spośród odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej:
- a) zasilanych z sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia o mocy umownej większej od 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego

w torze prądowym większym od 63A, z rozliczeniem jednostrefowym za pobraną energię elektryczną,

- b) zasilanych z sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia o mocy umownej o mocy umownej nie większej od 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym od 63A, z rozliczeniem jednostrefowym za pobraną energię elektryczną

przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej.

Profile te OSDp publikuje na swojej stronie internetowej. W przypadku braku publikacji profili przez OSDp na swojej stronie internetowej, obowiązują profile wyznaczone w oparciu o IRiESP.

- III.M.2. Dla odbiorców, którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, o których mowa w pkt. III.M.1., OSDp na podstawie danych uzyskanych od odbiorcy dotyczących:
 - a) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
 - b) parametrów technicznych przyłącza,
 - c) grypy taryfowej określonej w umowie o świadczenie usług dystrybucjiprzydziela odpowiedni profil oraz planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.
- III.M.3. Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w generalnej umowie dystrybucji zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z OSDp.
- III.M.4. Sprzedawca, o którym mowa w pkt. III.M.3., na podstawie zapisanych w generalnej umowie dystrybucji profili i planowanej ilości poboru energii elektrycznej, dokonuje zgłoszeń umowy zgodnie z zapisami IRiESP.
- III.M.5. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w pkt. III.M.2., odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSDp. W takim przypadku OSDp dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej. Powyższa zmiana wymaga dokonania odpowiednich zmian w generalnej umowie dystrybucji, o której mowa w pkt. III.M.3.

IV. Słownik skrótów i pojęć.

IV.A. Słownik skrótów

EAZ	Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczająca
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
GUD	Generalna Umowa Dystrybucyjna
IRiESD	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (całość)
IRiESD- Bilansowanie	Rozdział Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej dotyczący bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESD- Korzystanie	Rozdział Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej dotyczący warunków korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
IRiESP- Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
JWCK	Jednostka Wytwórcza Centralnie Koordynowana
JG	Jednostka grafikowa
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nN	Niskie napięcie
OH	Operator Handlowy
OHT	Operator Handlowo – Techniczny
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego

OSDn	Operator Systemu Dystrybucyjnego nie mający bezpośredniego połączenia z systemem przesyłowym
OSDp	Operator Systemu Dystrybucyjnego mający bezpośrednie połączenie z systemem przesyłowym
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
ORed	Obiekt Redukcji
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PPE	Punkt Poboru Energii
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
RB	Rynek Bilansowy
SN	Średnie napięcie
URE	Urząd Regulacji Energetyki
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URDw	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URDo	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
WN	Wysokie napięcie

IV.B. Słownik pojęć

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna lub podmiot odpowiedzialny za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych, w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej w okresach uśredniania nie większych niż obowiązujące w rozliczeniach na RB.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na: grupa I – przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej, grupa II – przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym 110 kV, grupa III – przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, grupa IV – przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej od 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym od 63 A

	<p>grupa V – przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,</p> <p>grupa VI – przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty przyłączone do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż 1 rok.</p>
Generalna umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URD przyłączonych do sieci OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.
Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej na mocy której OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD w gospodarstwach domowych, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.
Jednostka grafikowa (JG)	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Jednostka wytwórcza	Opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
Koordynowana sieć 110 kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej.
KSE - Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie kraju.
Mała instalacja	Odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 40 kW i nie większej niż 200 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej większej niż 120 kW i nie większej niż 600 kW.

Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	Określony przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt ponad siecią w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110kV;
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut, umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny, umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.

Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub przez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
nN – niskie napięcie	Niskie napięcie – napięcie zawierające się w przedziale od 0 V do 1000 V
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci
Obszar Rynku Bilansującego	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 krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odnawialne źródło energii	Źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, aerothermalną, geothermalną, hydrothermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu pochodzącego ze składowisk odpadów, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.

Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Operator systemu przesyłowego - OSP	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów (OP)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za pozyskiwanie danych pomiarowych energii elektrycznej z układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego operatora prowadzącego procesy rozliczeń.
Operator systemu dystrybucyjnego - OSD	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii i lub obrotu nią.
Przełącznik SCO	Wyodrębniony przełącznik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które

	wykonyują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której generowany jest sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników.
Przesyłanie – transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii (PPE)	Punkt w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestracje danych godzinowych. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana dostawcy
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.
Rezerwowa umowa kompleksowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążenie - SCO	Samoczynne wyłączenie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku częstotliwości obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER), spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.

Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną,
Sprzedawca rezerwowy	Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, wskazane przez URD, zapewniające temu URD sprzedaż rezerwową.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sprzedaż rezerwowa	Sprzedaż energii elektrycznej URD dokonywana przez Sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego Sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
SN - Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Uczestnik Rynku Detalicznego (URD)	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy o świadczenie usług dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy

	kompleksowej).
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowy bilansowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ SCO	Zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przekaźnika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługa kompleksowa	Usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. — Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
WN – Wysokie napięcie	Napięcie o wartości od 110 kV wzwyż .
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu - FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.

Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zarządzanie ograniczeniami systemowym	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.