

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI
DYSTRYBUCYJNEJ**

GET EnTra Sp. z o.o.

CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA:

**BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I
ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI**

Data wejścia w życie: 1 kwietnia 2019 r.

Podpisy osób zatwierdzających instrukcję:



Zbigniew Kędzierski
PREZES ZARZĄDU

SPIS TREŚCI

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE	3
A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE	3
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY	4
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO	4
A.4. WARUNKI UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA	5
A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH	7
B. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	9
B.1. OGÓLNE ZASADY	9
B.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ	9
C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	11
C.1. WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH	11
C.2. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO- ROZLICZENIOWYCH	14
D. ZASADY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE URD	22
E. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE	24
F. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY	25
F.1. WYMAGANIA OGÓLNE	25
F.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ DOTYCHCZASOWEGO ODBIORCĘ PRZEDSIĘBIORSTWA GET EnTra Sp. z o.o. (pierwsza zmiana sprzedawcy)	25
F.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ (kolejne zmiany sprzedawcy)	26
F.4. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW	26
G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	28
H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	30
I. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI	31
I.1. OZNACZENIA SKRÓTÓW	31
I.2. POJĘCIA I DEFINICJE	31
Załącznik nr 1 FORMULARZ ZGŁOSZENIA ZMIANY SPRZEDAWCY	36

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

A.1.1. Uwarunkowania formalno-prawne części szczegółowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej - bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESD-Bilansowanie) wynikają z następujących dokumentów:

- a)** ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami oraz Dz. U. z 2007 r. Nr 21 poz. 124 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji,
- b)** koncesja GET EnTra Sp. z o.o. na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/390/9037/W/DRE/2019/ZJ wydana przez Prezesa URE w dniu 5 marca 2019 r.
- c)** aktualnej taryfy Operatora Systemu Dystrybucyjnego,
- d)** Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).

A.1.2. IRiESD-Bilansowanie jest regulaminem w rozumieniu art. 384 par. 1 Kodeksu cywilnego.

A.1.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i posiadające podpisane umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z Operatorem Systemu Przesyłowego (OSP) oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z właściwym do miejsca przyłączenia Operatorem Systemu Dystrybucyjnego (OSD), są objęte obszarem rozszerzonym Rynku Bilansującego i uczestniczą w Rynku Bilansującym (RB) na zasadach i warunkach określonych w IRiESP, opracowanej przez OSP, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).

A.1.4. IRiESD-Bilansowanie, jak również wszelkie zmiany tej części IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji podjętej przez Zarząd GET EnTra Sp. z o.o.

A.1.5. IRiESD-Bilansowanie oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez Zarząd GET EnTra Sp. z o.o.

A.1.6. Data wejścia w życie IRiESD-Bilansowanie jest wpisywana na jej stronie tytułowej.

A.1.7. Zmiana IRiESD-Bilansowanie przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD-Bilansowanie albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD-Bilansowanie.

A.1.8. Każda zmiana IRiESD-Bilansowanie jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

A.1.9. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:

- a)** przyczynę aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,
- b)** zakres aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,
- c)** nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD-Bilansowanie lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.

A.1.10. Proces wprowadzania zmian IRiESD-Bilansowanie jest przeprowadzany według następującego trybu:

- a)** OSD opracowuje projekt nowej IRiESD-Bilansowanie albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
- b)** wraz z projektem nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektem Karty aktualizacji OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD-Bilansowanie, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.

A.1.11. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.

A.1.12. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:

- a)** dokonuje analizy otrzymanych uwag,
- b)** opracowuje nową wersję IRiESD-Bilansowanie albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,

c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,

d) przedkłada Zarządowi GET EnTra Sp. z o.o. do zatwierdzenia IRiESD-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji,

A.1.13. IRiESD-Bilansowanie lub Kartę aktualizacji Operator Systemu Dystrybucyjnego publikuje na swojej stronie internetowej wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD-Bilansowanie oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSD, a w szczególności:

a) podmioty i warunki bilansowania w systemie dystrybucyjnym,

b) zasady kodyfikacji podmiotów,

c) procedury powiadamiania o umowach sprzedaży energii elektrycznej i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,

d) wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych,

e) zasady przekazywania i udostępniania danych pomiarowych,

f) procedury zmiany sprzedawcy przez odbiorców,

g) procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,

h) zasady wyznaczania i przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia energii,

i) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,

j) postępowanie reklamacyjne.

A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną OSD, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego.

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

a) Operatorów Systemów Dystrybucyjnych,

b) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,

c) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD,

d) sprzedawców,

e) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo – Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach a) do d) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO

A.3.1. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa IRiESP-Bilansowanie. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego jest PSE-Operator SA, który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanych koncesji realizuje zadania OSP.

A.3.2. Operator Systemu Dystrybucyjnego w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia, na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

A.3.3. Operator Systemu Dystrybucyjnego uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru zarządzanej przez niego sieci.

A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).

A.3.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w umowie o świadczenie usług dystrybucji z OSD.

A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie w rozdziale D.

A.3.7. Podstawą do dokonania zmiany, o której mowa w punkcie A.3.6., jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSD, sprzedawcą, wytwórcą, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale D.

A.3.8. Informacje o sprzedawcach, o których mowa w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2a) pkt 1 podpunkt b) (zwanym dalej sprzedawcami rezerwowymi), podana jest na stronie internetowej OSD pod adresem www.getentra.com

A.4. WARUNKI UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA

A.4.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej fizyczną realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSD w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań realizacyjnych określonych w IRiESD i umowach dystrybucji.

A.4.2. Wytwórcy, odbiorcy oraz sprzedawcy mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom (URB). Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy lub sprzedawcy oraz muszą posiadać zawartą z OSD umowę dystrybucji.

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

A.4.3.1. Uczestnik Rynku Detalicznego, w celu realizacji przez OSD zawartych przez siebie Umów Sprzedaży Energii, z zachowaniem wymagań p.A.4.3.4, jest zobowiązany do:

- a) posiadania odpowiednich koncesji, jeżeli jest taki wymóg prawny,
- b) zawarcia Umowy o świadczenie usług dystrybucji z OSD.
- c) zawarcia Umowy z wybranym sprzedawcą (URD_o typ odbiorca), posiadającym zawartą umowę dystrybucji z OSD,
- c) zawarcia Umowy z wybranym POB (URD_w typ wytwórca), posiadającym zawartą umowę dystrybucji z OSD.

A.4.3.2. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD, spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 i ust. 2a) punkt 1 oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD,
- b) wskazanie POB oraz zasad jego zmiany - w przypadku URD typu wytwórca,
- c) algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Dostarczania Energii (PDE),
- d) sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania dostarczonej przez OSD do odbiorcy w okresie po wstrzymaniu realizacji umów sprzedaży energii w związku z utratą sprzedawcy rezerwowego.

A.4.3.3. Umowa dystrybucyjna zawierana przez OSD z podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 oraz powinna zawierać, co najmniej następujące elementy:

- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej działalność na rynku bilansującym,
- b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,

- c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- f) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym podmiotów działających na obszarze OSD,
- g) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MD_D),
- h) wykaz sprzedawców i wytwórców, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,
- i) zobowiązania stron Umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej,
- j) algorytm wyznaczania energii rzeczywistej w Miejscach Dostarczania Rynku Bilansującego (MB).

A.4.3.4. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego, posiadający zawartą z tym OSD umowę dystrybucji (zwaną dalej „generalną umową dystrybucji”) może pełnić funkcję sprzedawcy, w tym sprzedawcy rezerwowego (po określeniu tego faktu w generalnej umowie dystrybucji). Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Umowa ta spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 i ust. 2a) punkt 3 oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
- b) warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną,
- c) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- d) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD,
- e) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy zawarli umowę sprzedaży z tym sprzedawcą,
- f) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez sprzedawcę z odbiorcami,
- g) zasady wchodzenia w życie i rozwiązywania umów sprzedaży zawieranych przez odbiorców z kolejnym Sprzedawcą,
- h) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- i) zasady wstrzymywania przez OSD dostarczania energii do URD w przypadkach określonych w ustawie Prawo Energetyczne oraz aktach wykonawczych do tej ustawy,
- j) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- k) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Punktach Dostarczania Energii (PDE) i w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MD_D),
- l) zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD,
- m) zasady rozwiązania umowy, w tym w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy,
- n) zasady rozliczeń i warunki dokonywania przez OSD dodatkowych odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych (w terminach innych niż standardowo dokonuje ich OSD, w tym w szczególności odczytów dokonywanych w związku ze zmianą sprzedawcy).

A.4.3.5. W przypadku utraty przez sprzedawcę POB świadczącego na jego rzecz usługę bilansowania handlowego na rynku bilansującym umowa, o której mowa w pkt A4.3.4. jest ograniczona w terminach i ze skutkiem przewidzianym w IRiESP. Od momentu

wprowadzenia przedmiotowego ograniczenia sprzedaży energii do URD jest realizowana przez sprzedawcę rezerwowego.

A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH

A.5.1. OSD bierze udział w administrowaniu konfiguracją rynku bilansującego na zasadach określonych w IRiESP oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego.

A.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem konfiguracją rynku bilansującego i detalicznego w obszarze sieci dystrybucyjnej, OSD realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowanie do POB określonych MB służących do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczonej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i dystrybucji,
- b) przyporządkowanie 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,
- c) przyporządkowywanie URD do poszczególnych MD_D przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci dystrybucyjnej na podstawie generalnych umów dystrybucji,
- d) udział w procedurze zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
- e) przekazywanie do OSP danych konfiguracyjnych niezbędnych do monitorowania poprawności konfiguracji rynku hurtowego,
- f) rozpatrywanie reklamacji POB dotyczących danych konfiguracyjnych i wprowadzanie niezbędnych korekt.

A.5.3. OSD nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP.

A.5.4. OSD nadaje kody identyfikacyjne sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci OSD oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:

a) URD typ wytwórca – AAAA_kodOSD_W_XXXX, gdzie:

...*(oznaczenie literowe podmiotu)*..._*(oznaczenie kodowe OSD)*..._W...*(numer podmiotu)*...

b) URD typ odbiorca – AAAA_kodOSD_O_XXXX, gdzie:

...*(oznaczenie literowe podmiotu)*..._*(oznaczenie kodowe OSD)*..._O...*(numer podmiotu)*...

c) URD typ sprzedawca – AAAA_kodOSD_P_XXXX, gdzie:

...*(oznaczenie literowe podmiotu)*..._*(oznaczenie kodowe OSD)*..._O...*(numer podmiotu)*...

A.5.5. Oznaczenia kodowe Operatorów Systemów Dystrybucyjnych niezbędne do oznaczeń kodowych podmiotów w sieci dystrybucyjnej są zgodne z nadanym przez Operatora Systemu Przesyłowego czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy Operatorem Systemu Dystrybucyjnego i Operatorem Systemu Przesyłowego umowy przesyłowej.

A.5.6. Sprzedawcy nie posiadający jeszcze kodów identyfikacyjnych mogą zwrócić się do OSD o nadanie im kodu identyfikacyjnego.

A.5.7. Sprzedawca jest zobowiązany do potwierdzenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji (posiadania kodu identyfikacyjnego) przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej, o ile jest to inny operator niż ten, który nadał temu podmiotowi kod identyfikacyjny.

A.5.8. W przypadku sprzedawców zarejestrowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego stosowane są nadane temu podmiotowi kody, przy czym jest wymagane

potwierdzenie Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej.

A.5.9. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji sprzedawcy odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji lub generalnej umowy dystrybucji pomiędzy podmiotem oraz właściwym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego. Umowy te zawierają również inne niezbędne elementy, o których mowa w niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

A.5.10. OSD nadaje kody identyfikacyjna obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

A.5.11. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MD_D) mają następującą postać: MD_D_AAAA_AX_XXXX_XX (19 znaków), gdzie:

(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe POB)_(kod typu URD w MD_D)_(numer obiektu MB)_(numer obiektu w obszarze Rynku Detalicznego).

A.5.12. Kody Punktów Dostarczania Energii (PDE) mają następującą postać: PDE_AAAA_KodOSD_A_XXXX, gdzie:

(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod OSD)_(kod typu URD)_(numer podmiotu).

A.5.13. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać: AAA-AAAXX, gdzie:

(kod obiektu energetycznego)-(kod urządzenia energetycznego).

A.5.14. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana dostawcy. PPE może być zarówno punktem fizycznym jak i logicznym. Kody PPE mają następującą postać: PL XXXX XXXXXXXXXXXX XX, gdzie:

(kod kraju)(kod OSD)(unikalne dopełnienie, gdzie dwie pierwsze liczby ciągu oznaczają numer danego operatora systemu)(liczba kontrolna).

B. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

B.1. OGÓLNE ZASADY

- B.1.1.** Powiadomienia OSD o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej dokonują:
- a) odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego korzystający z prawa wyboru sprzedawcy (URD_o),
 - b) sprzedawcy mający zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z URD_o,
- B.1.2.** Powiadomienia, o których mowa w pkt B.1.1. dokonują obie strony umowy zgodnie z procedurą określoną w rozdziale F (zasady zmiany sprzedawcy). Powiadomienia te powinny być przygotowane na formularzu określonym przez OSD, zawierającym co najmniej:
- a) strony umowy wraz z ich danymi teleadresowymi,
 - b) adres obiektu, którego zgłoszenie dotyczy,
 - c) okres obowiązywania umowy,
 - d) planowane ilości energii objętej umową,
 - e) datę rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży,
 - f) numer PPE.

Proces zmiany Sprzedawcy, o którym mowa w rozdziale F. rozpoczyna się od momentu potwierdzenia przyjęcia przez OSD powiadomień, o których mowa powyżej.

B.1.3. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do niezwłocznego informowania OSD o zmianach dokonanych w ww. umowie w zakresie danych określonych w pkt B.1.2.

B.1.4. Aktualny wzór formularza, o którym mowa w pkt B.1.2. obowiązujący na obszarze działania OSD jest załącznikiem do niniejszej instrukcji oraz jest udostępniany na wniosek użytkowników w siedzibie OSD.

B.1.5. Strony obowiązującej terminowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej są zobowiązane do poinformowania OSD o planowanym przedłużeniu okresu obowiązywania powyższych umów. Informacje należy przekazać z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem w jeden ze sposobów:

- a) osobiście w punkcie obsługi klienta,
- b) listownie na adres OSD,
- c) pocztą elektroniczną,
- d) faksem.

Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt B.1.1. na formularzu, o którym mowa w pkt B.1.2.

B.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ

B.2.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w pkt B.1.2., w terminach określonych w rozdziale F (zasady zmiany sprzedawcy).

B.2.2. OSD dokonuje weryfikacji w przeciągu 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień od wszystkich stron umowy sprzedaży energii elektrycznej.

B.2.3. Jeżeli w procesie weryfikacji zaistnieją:

- a) braki formalne w dokonanych powiadomieniach; lub
- b) niezgodności otrzymanych informacji pomiędzy powiadomieniami wykonanymi przez strony umowy; lub
- c) brak generalnej umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a sprzedawcą; lub
- d) brak umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD, a wskazanym przez sprzedawcę POB; lub

OSD informuje w terminie określonym w pkt B.2.2. strony umowy sprzedaży energii elektrycznej o braku możliwości jej realizacji, wskazując przyczyny odrzucenia powiadomień.

B.2.4. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt B.2.1. OSD przystępuje do konfiguracji Punktów Dostarczania Energii (PDE) należących do URD oraz do MD_D wchodzących w skład MB przyporządkowanego POB.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.1. WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWCH.

C.1.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego pełni funkcję Operatora Pomiarów (OP) i administruje danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej. OSD może zlecić realizację niektórych funkcji OP innemu podmiotowi.

C.1.2. Administrowanie przez OSD danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczeniu 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 OSD,
- c)** wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych fizycznych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
- d)** agregacja ilości dostarczonej energii elektrycznej w poszczególnych wirtualnych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
- e)** udostępnianie OSP, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
- f)** rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt e), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

C.1.3. OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez LSPR.

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

C.1.5. OSD wyznacza ilość energii rzeczywistej wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:

- a)** uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych; lub
- b)** danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w niniejszej Instrukcji, w przypadku awarii układu transmisji danych lub układu pomiarowego; lub
- c)** danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych; lub
- d)** standardowych profili zużycia (o których mowa w rozdziale G), ilości energii rzeczywistej wyznaczonych w sposób określony w ppkt a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym zostały przyporządkowane standardowe profile zużycia.

C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej 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.

C.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w punkcie C.1.6., ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby w następujący sposób:

- a)** na podstawie współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie); lub,
- b)** na podstawie ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię; lub,
- c)** na podstawie ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia po awarii.

C.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanym zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD udostępnia dane pomiarowe obliczone jako średnia arytmetyczna z ostatnich pięciu największych pomiarów dla danej godziny, w okresie ostatniego miesiąca.

C.1.9. OSD udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe z dokładnością do 1 kWh, przy czym:

- a) dane pomiarowe są rejestrowane i przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności urządzeń pomiarowych i systemów informatycznych LSPR,
- b) wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1 kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń.

C.1.10. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego $_{FD}MB$:

Ilość energii rzeczywistej w $_{FD}MB$ w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych MD_D wchodzących w skład $_{FD}MB$

$$ER_{MBi}^h = \sum_{j \in f} E_{MDDj}^h$$

gdzie:

ER_{MBi}^h - ilość energii rzeczywistej w i -tym $_{FD}MB$ w godzinie h ;

ER_{MDDj}^h - ilość energii rzeczywistej w MD_D wchodzącym w skład i -tego $_{FD}MB$ w godzinie h ;

f - zbiór MD_D wchodzących w skład w skład i -tego $_{FD}MB$ w godzinie h .

C.1.11. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Profilowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego $_{P}MD_D$ w podstawowym cyklu rozliczeniowym obowiązującym na RB:

$$ER_{MDDi}^h = \sum_{k=1}^K \left(\frac{\sum_{z=1}^n ED_{Zk}^M}{\sum_{h=1}^m E_{PSkh}} * E_{PSkh} \right)$$

gdzie:

ER_{MDDi}^h - ilość energii rzeczywistej w i -tym MD_D w godzinie h ;

ED_{Zk}^M - deklarowany pobór energii dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M , w z -tym PPE wchodzącym w skład j -tego MD_D , któremu został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k ;

$\sum_{h=1}^m E_{PSkh}$ - suma ilości godzinowych energii standardowego profilu obciążenia typu k dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M ;

E_{PSkh} - wartość standardowego profilu obciążenia typu k w godzinie h ;

K - liczba typów profili przydzielonych dla PPE wchodzących w skład MD_D ;

n - liczba PPE wchodzących w skład j -tego MD_D , w którym został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k ;

m - liczba godzin w miesiącu M .

C.1.12. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Profilowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego ${}_PMD_D$ w cyklu korekty na RB:

$$ER_{MDDj}^{hT} = \sum_{k=1}^K \left(\frac{\sum_{z=1}^n ER_{zT}^M}{\sum_{h=1}^{mT} E_{PSkhT}} * E_{PSkhT} \right)$$

gdzie:

- ER_{MDDj}^{hT} - ilość energii rzeczywistej w i -tym MD_D w godzinie należącej do strefy T ;
- ER_{zT}^M - rzeczywisty, wyznaczony na podstawie odczytu urządzeń pomiarowych pobór energii w strefie T dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M , w z -tym PPE wchodzącym w skład j -tego MD_D , któremu został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k ;
- $\sum_{h=1}^m E_{PSkhT}$ - suma ilości godzinowych energii w strefie T standardowego profilu obciążenia typu k dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M ;
- E_{PSkhT} - wartość standardowego profilu obciążenia typu k w godzinie h należącego do strefy T ;
- K - liczba typów profili przydzielonych dla PPE wchodzących w skład MD_D ;
- n - liczba PPE wchodzących w skład j -tego MD_D , którym został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k ;
- m - liczba godzin w miesiącu M
- T - strefa czasowa obowiązująca w grupie taryfowej określona w obowiązującej taryfie OSD.

C.1.13. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Grafikowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego ${}_FMD_D$:
Ilość energii rzeczywistej w ${}_FMD_D$ w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych PDE wchodzących w skład ${}_FMD_D$

$$ER_{MDDi}^h = \sum_{j \in f} ER_{PDEj}^h$$

gdzie:

- ER_{MDDi}^h - ilość energii rzeczywistej w i -tym ${}_FMD_D$ w godzinie h ;
- ER_{PDEj}^h - ilość energii rzeczywistej w PDE wchodzącym w skład i -tego ${}_FMD_D$ w godzinie h ;
- f - zbiór PDE wchodzących w skład i -tego ${}_FMD_D$ w godzinie h .

C.1.14. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Punktach Dostarczania Energii Rynku PDE:

Ilość energii rzeczywistej w PDE w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistej w godzinie h w poszczególnych FPP wchodzących w skład PDE

$$ER_{PDEi}^h = \sum_{j \in f} ER_{FPPj}^h$$

gdzie:

ER_{PDEi}^h - ilość energii rzeczywistej w i -tym PDE w godzinie h ;

ER_{FPPj}^h - ilość energii rzeczywistej w FPP wchodzącym w skład i -tego PDE w godzinie h ;

f - zbiór FPP wchodzących w skład w skład i -tego PDE w godzinie h .

C.1.15. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są przekazywane przez OSD do OSP poprzez system Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE), zgodnie z zasadami i w terminach określonych w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSD a OSP. Przekazywane do OSP dane, w tym także wyznaczone w oparciu o dane szacunkowe oraz na podstawie standardowych profili zużycia, mogą być korygowane przez OSD w przewidzianym w IRiESP cyklu korygującym.

C.1.16. Przekazywanie danych pomiarowych pomiędzy OSP i OSD jest realizowane poprzez system WIRE w MWh z dokładnością do 1 kWh, przy czym:

- a) dane pomiarowe są przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności systemów informatycznych LSPR,
- b) wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1 kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrąglenia,
- c) dane pomiarowo-rozliczeniowe są udostępniane z dokładnością do 1 kWh.

C.1.17. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSD dla POB i sprzedawców poprzez System Wymiany Informacji OSD zgodnie z zasadami i w terminach określonych w generalnych umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a sprzedawcami oraz w umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a POB.

C.1.18. Dane pomiarowe udostępniane są przez OSD dla URD zgodnie z zasadami i w terminach określonych w umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a URD.

C.1.19. Udostępniane przez OSD dane, w tym także dane pomiarowo-rozliczeniowe wyznaczone w oparciu o dane szacunkowe oraz na podstawie standardowych profili zużycia, mogą być korygowane przez OSD w przewidywanych w IRiESP trybie korekt.

C.1.20. OSD wyznacza energię rzeczywistą dla URD będących wytwórcami lub odbiorcami w cyklach miesięcznych i udostępnia dane pomiarowe do piątej doby kolejnego miesiąca za miesiąc poprzedni.

W przypadku braku danych stanowiących podstawę do rozliczeń, OSD udostępnia dane pomiarowe niezwłocznie po ich uzyskaniu.

C.1.21. URD oraz POB mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale F niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

C.2. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

C.2.1. Wymagania ogólne

C.2.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie Instrukcji skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych spoczywa na ich właścicielu.

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać po raz pierwszy z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w IRiESD. OSD dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy w przypadku, gdy jest on właścicielem tego układu.

C.2.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą posiadać legalizację i/lub homologację oraz zatwierdzenie typu zgodne z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać świadectwo potwierdzające poprawność pomiaru (świadectwo wzorcowania). Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników prądowych i napięciowych, które podlegają legalizacji pierwotnej) nie powinien przekraczać okresu legalizacji licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem w przypadkach ich powtórnej zabudowy zgodnie z wymaganiami IRiESD.

C.2.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą zapewniać sumaryczny pomiar energii i mocy dla 3 faz z uwzględnieniem pomiaru prądu w każdej z faz.

C.2.1.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą być zainstalowane:

- a) w przypadku wytwórców - po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
- b) w przypadku odbiorców - na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
- c) w innych lokalizacjach niż podane w ppkt a) i b), w miejscach określonych w warunkach przyłączenia lub umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej,
- d) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

C.2.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, 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.

C.2.1.6. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych wraz z Operatorem Systemu Przesyłowego uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

C.2.1.7. Operatorzy systemów dystrybucyjnych uzgadniają wspólny protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard i wymagania dla protokołu transmisji obowiązujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, posiadające układy pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające zdalny odczyt danych pomiarowych.

Systemy zdalnego pomiaru energii elektrycznej operatora systemu dystrybucyjnego, właściwe dla kategorii i rodzaju pomiaru, powinny zapewniać akwizycję danych przez:

- a) bezpośrednie pozyskiwanie danych poprzez łącza komunikacyjne,
- b) pozyskiwanie danych ze wskazanych serwerów ftp, stron www.

Protokoły transmisji danych z liczników energii elektrycznej i koncentratorów powinny być udostępnione operatorowi systemu dystrybucyjnego, a format danych udostępnianych na wyjściach tych urządzeń winien być przez te systemy akceptowany.

C.2.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:

- a) 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,
- b) 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,
- c) 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,

- d)** 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,
- e)** 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),
- f)** 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),
- g)** 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 mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),
- h)** kat. B5 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,
- i)** 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 mniejszym niż 200 MWh,
- j)** 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 grup jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii.

C.2.1.9. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

- a)** dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
- b)** jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nieposiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,
- c)** jednokierunkowy pomiar energii czynnej - dotyczy tylko układów pomiarowo - rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- d)** jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia - dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

C.2.1.10. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

- a)** dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
- b)** 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.

C.2.1.11. Miejsce zainstalowania podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego określa Operator Systemu Dystrybucyjnego, w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

C.2.1.12. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni tych przekładników.

W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

C.2.1.13. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych można przyłączać jedynie liczniki energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystory dociążające.

C.2.1.14. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 10 . Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych dla układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 .

C.2.1.15. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do oplombowania.

C.2.2. Wymagania dla układów pomiarowo – rozliczeniowych kat. A

C.2.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) 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,
- b) 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,
- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

C.2.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 (zalecana klasa 0,2),
- b) 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,
- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

C.2.2.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 (zalecana klasa 0,2),
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

C.2.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:

- a) 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 punkcie C.2.2.1.,
- b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w punkcie C.2.2.2.

C.2.2.5. Ponadto układy pomiarowe kategorii A1, A2, A3 powinny:

- a) posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
- b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
- c) umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

C.2.2.6. Układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny być wyposażone w systemy automatycznej rejestracji danych i układy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSD zgodnie z niniejszą instrukcją.

C.2.2.7. Licznik energii elektrycznej podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego powinny być wyposażone w układy zasilania awaryjnego umożliwiające zdalny odczyt, również w przypadku braku napięć.

C.2.2.8. Transmisja danych z podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej Wytwórców powinna być realizowana w sposób ciągły do LSPR OSD.

C.2.2.9. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych być realizowana za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

C.2.2.10. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych, a wymagania co do szybkości i jakości transmisji określa OSD.

C.2.3. Wymagania dla układów pomiarowo - rozliczeniowych kat. B

C.2.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, o których mowa w p. C.2.1.8. powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
- b) 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,
- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- g) układy pomiarowe powinny umożliwiać transmisję danych nie częściej niż 4 razy na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- h) 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 lub za pomocą poczty elektronicznej),

- i) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

C.2.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
- b) 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,
- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,
- h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

C.2.3.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) 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,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

C.2.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) 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,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie

dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

C.2.3.5. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii B5, o których mowa w p. C.2.1.8. są następujące:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;
- c) w przypadkach zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub wymaganych względami ekonomicznymi, OSD może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe); układy te powinny automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zaleca się raz na miesiąc); nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej.

C.2.4. Wymagania dla układów pomiarowo - rozliczeniowych kat. C.

C.2.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1, o których mowa w p. C.2.1.8. są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;
- b) w przypadkach zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub wymaganych względami ekonomicznymi, OSD może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe). Układy te powinny automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zaleca się raz na miesiąc). Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej.

C.2.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2, o których mowa w p. C.2.1.8. są następujące:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) 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,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

- d)**układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,
- e)**powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

D. ZASADY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE

D.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) OSD,
- 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) OSD,

oraz

3) OSD i POB przekazującym oraz przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe.

D.2. W przypadku zmiany przez sprzedawcę lub wytwórcę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, sprzedawca lub wytwórca, POB przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz POB przejmujący tę odpowiedzialność, są zobowiązani do powiadomienia OSD o tym fakcie drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym na formularzu udostępnionym na stronie internetowej OSD. OSD 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 punktu D.3. Szczegółowe zasady wymiany informacji określone są w umowach zawartych przez te podmioty z OSD.

D.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym następującego po dacie otrzymania przez OSD 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.

D.4. Jeżeli podmiot przejmujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe nie posiada nadanych przez OSP MB w sieci dystrybucyjnej OSD, wówczas zmiana w przyporządkowaniu URD danego sprzedawcy do podmiotu odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe następuje z datą wejścia w życie aneksu do umowy, o której mowa w punkcie D.1.2. c), jednak nie wcześniej niż w terminie określonym w punkcie D.3.

D.5. W przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub wytwórcę, jako odpowiedzialny za bilansowanie handlowe zaprzestanie 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 dla odbiorcy lub na OSD w przypadku utraty POB przez wytwórcę. Jednocześnie sprzedaż energii do tych odbiorców przejmuje sprzedawca rezerwowo. Postanowienia tego punktu stosuje się z zastrzeżeniem postanowień pkt D.7., w którym jest mowa o planowanym zaprzestaniu funkcjonowania na rynku bilansującym POB.

D.6. Jeżeli odbiorca utraci sprzedawcę podstawowego oraz sprzedawcę rezerwowego lub sprzedawca podstawowy i rezerwowo utracą POB wskazanych przez tych sprzedawców jako odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, w tym samym czasie, wówczas OSD podejmuje działania zgodnie z obowiązującymi zapisami aktów prawnych.

Sposób i zasady rozliczenia energii dostarczonej przez OSD do odbiorcy w okresie od dnia utraty sprzedawców do dnia wstrzymania dostarczania energii, określone są w umowie dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD i Odbiorcą.

D.7. POB ma obowiązek skutecznego poinformowania OSD, z minimum 30 dniowym wyprzedzeniem, o planowanym zaprzestaniu działalności na Rynku. OSD niezwłocznie po

uzyskaniu ww. informacji powiadamia sprzedawcę, który wskazał tego POB, o braku możliwości realizacji umów sprzedaży energii przez tego sprzedawcę i bilansowania handlowego jego URD przez POB wskazanego przez tego sprzedawcę. W takim przypadku sprzedawca jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień rozdziału D. W przeciwnym wypadku następuje wstrzymanie przez OSD realizacji umów sprzedaży tego sprzedawcy a sprzedaż energii realizowana jest na podstawie Umowy sprzedaży, o której mowa w art. 5 ust. 2a pkt 1 lit b ustawy – Prawo energetyczne zawartej przez OSD w imieniu i na rzecz odbiorcy z podmiotem oznaczonym w umowie o dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a Odbiorcą.

D.8. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub wytwórcy jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD i sprzedawcy lub wytwórcy, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.

D.9. Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez niego POB, skutkuje jednoczesnym wstrzymaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy przez POB.

E. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

E.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD-Bilansowanie.

E.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD-Bilansowanie powinny być zgłaszane w formie pisemnej w terminie nie dłuższym niż 30 dni od powzięcia informacji stanowiących podstawę reklamacji lub skargi za wyjątkiem sytuacji dotyczących korygowania rozliczeń.

E.3. Reklamacje powinny być dostarczone do OSD, na adres:

GET EnTra Sp. z o.o.

Al. Jana Pawła II 23

00-854 Warszawa;

E.4. Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:

a) dane adresowe podmiotu;

b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;

c) zgłaszane żądanie;

d) dokumenty uzasadniające żądanie.

E.5. OSD 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.

E.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt E.5., 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 OSD z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:

a) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania;

b) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt E.3.

E.7. OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nie przekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSD 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. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.

E.8. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSD, 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 OSD i podmiot składający reklamację.

E.9. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt E.8., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

F. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY

F.1. WYMAGANIA OGÓLNE

F.1.1. Procedury zmiany Sprzedawcy energii elektrycznej zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Operatora Systemu Dystrybucyjnego, nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.

F.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego jest generalna umowa dystrybucji, zawarta przez sprzedawcę z OSD. Lista sprzedawców z którymi Operator Systemu Dystrybucyjnego zawarł generalne umowy dystrybucji publikowana jest na stronach internetowych OSD. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz określa warunki jakie musi spełniać sprzedawca chcący prowadzić sprzedaż energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD.

F.1.3. Przy każdej zmianie przez odbiorcę Sprzedawcy dokonywany jest przez OSD odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Odczyt ten dokonywany jest na dzień zmiany sprzedawcy, maksymalnie z pięciodniowym opóźnieniem.

F.1.4. Podmioty chcące skorzystać z prawa wyboru Sprzedawcy muszą spełniać postanowienia pkt C.2. od momentu skorzystania z tego prawa.

F.1.5. Zmiana Sprzedawcy tj. wejście w życie nowej umowy sprzedaży zawartej pomiędzy URD a Sprzedawcą, dokonywana jest w ciągu 21 dni kalendarzowych następujących po pozytywnej weryfikacji (przeprowadzanej przez OSD) otrzymanego zgłoszenia zawarcia umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą, z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów o świadczenie usług dystrybucji oraz przy zachowaniu terminów, o których mowa w pkt B.1.2.

F.1.6. Sprzedawca zamierzający świadczyć usługi odbiorcy korzystającemu z możliwości zmiany sprzedawcy zobowiązany jest do przestrzegania procedur zmiany sprzedawcy zawartych w IRiESD-Bilansowanie.

F.1.7. Odbiorca nie może zawrzeć umowy sprzedaży na ten sam okres z więcej niż jednym sprzedawcą z przeznaczeniem zakupionej energii elektrycznej do jednego miejsca dostarczania energii.

F.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ DOTYCHCZASOWEGO ODBIORCĘ PRZEDSIĘBIORSTWA GET ENTRA SP. Z O.O. (PIERWSZA ZMIANA SPRZEDAWCY)

F.2.1. Odbiorca zawiera z wybranym przez siebie sprzedawcą energii elektrycznej umowę sprzedaży.

F.2.2. Odbiorca wypowiada umowę zawartą z przedsiębiorstwem GET EnTra Sp. z o.o. lub upoważnia sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia. OSD zawiera z Odbiorcą umowę dystrybucji przed rozwiązaniem umowy kompleksowej.

F.2.3. Po zawarciu umowy sprzedaży energii, o której mowa w pkt F.2.1., na formularzu określonym przez OSD oraz zgodnie z zapisami rozdziału B:

- a) sprzedawca powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży z odbiorcą (zgłoszenie umowy), na zasadach określonych w generalnej umowie dystrybucji,
- b) odbiorca powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży ze sprzedawcą.

F.2.4. Operator Systemu Dystrybucyjnego w terminie nie przekraczającym 5 dni roboczych, licząc od dnia otrzymania zgłoszenia dokonuje weryfikacji powiadomień, o których mowa w pkt F.2.3. zgodnie z zapisami rozdziału B.

F.2.5. Po pozytywnym wyniku weryfikacji, o której mowa w pkt F.2.4., OSD informuje o dacie rozpoczęcia sprzedaży przez nowego sprzedawcę.

W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji OSD informuje nowego sprzedawcę i odbiorcę o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyny.

F.2.6. W celu realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w pkt F.2.1., odbiorca zawiera z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji lub upoważnia sprzedawcę do zawarcia takiej umowy w jego imieniu i na jego rzecz.

F.2.7. Umowa sprzedaży zawarta między odbiorcą i sprzedawcą oraz umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta między odbiorcą i Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania dotychczasowej umowy odbiorcy z przedsiębiorstwem GET EnTra Sp. z o.o.

F.2.8. Rozwiązanie dotychczasowej umowy pomiędzy odbiorcą a GET EnTra Sp. z o.o. dokonywane jest zgodnie z zapisami pkt F.1.5.

F.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ (KOLEJNE ZMIANY SPRZEDAWCY)

F.3.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym kolejną zmianę Sprzedawcy przez odbiorcę jest istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD, a odbiorcą.

F.3.2. Odbiorca dokonuje wyboru kolejnego Sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej. Umowa ta winna zawierać klauzulę, iż wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania umowy sprzedaży zawartej między odbiorcą i jego dotychczasowym Sprzedawcą.

F.3.3. Odbiorca wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.

F.3.4. Po zawarciu umowy sprzedaży energii, o której mowa w pkt F.2.3., na formularzu określonym przez OSD oraz zgodnie z zapisami rozdziału B:

- a) sprzedawca powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży z odbiorcą (zgłoszenie umowy), na zasadach określonych w generalnej umowie dystrybucji,
- b) odbiorca powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży ze sprzedawcą.

F.3.5. Operator Systemu Dystrybucyjnego, w terminie nie przekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień, o których mowa w pkt F.3.4., dokonuje ich weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału B.

F.3.6. Po pozytywnym wyniku weryfikacji, o której mowa w pkt F.3.5., OSD informuje dotychczasowego sprzedawcę o otrzymanym od odbiorcy powiadomieniu o wypowiedzeniu umowy.

W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji OSD informuje nowego sprzedawcę i odbiorcę o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyny.

F.3.7. Rozwiązanie dotychczasowej umowy pomiędzy odbiorcą i dotychczasowym sprzedawcą dokonywane jest na ostatni dzień miesiąca kalendarzowego.

F.3.8. Umowa sprzedaży zawarta między odbiorcą i nowym sprzedawcą wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania umowy sprzedaży zawartej między odbiorcą i dotychczasowym sprzedawcą.

F.4. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

F.4.1. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucyjnych, a w szczególności zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

F.4.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:

- a) na stronach internetowych OSD (www.getentra.com);
- b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSD;
- c) poprzez ogłoszenia prasowe;
- d) w siedzibie OSD;
- e) na tablicach ogłoszeń w siedzibie OSD lub innych powszechnie przyjętych miejscach.

E.4.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:

- a) listownie na adres OSD
GET EnTra Sp. z o.o.
Al. Jana Pawła II 23
00-854 Warszawa;

- b)** pocztą elektroniczną (dystrybucja@getentra.com);
- c)** faksem (+48 22 526 53 99);

lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.

F.4.4. OSD informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

- a)** uwarunkowaniach formalno-prawnych,
- b)** ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
- c)** procedurach zmiany sprzedawcy,
- d)** wymaganych umowach,
- e)** prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
- f)** procedurach zgłaszania i weryfikacji umów sprzedaży energii elektrycznej,
- g)** zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- h)** warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

F.4.5. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę OSD udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSD.

F.4.5. Wzór zgłoszenia zmiany sprzedawcy stanowi załącznik do niniejszej instrukcji.

F.4.7. Wzór zgłoszenia zmiany sprzedawcy oraz generalnej umowy dystrybucyjnej, a także lista sprzedawców mających zawarte generalne umowy dystrybucji z OSD są publikowane na stronach internetowych OSD.

G. ZASADY WYZNACZANIA I PRZYDZIELANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

G.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego określa standardowe profile zużycia na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD z pośród odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy umownej nie większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w Tablicy 1 niniejszej IRiESD.

G.2. Zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia dotyczą URD rozliczanych wg. taryfy G oraz C1x, których układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestrację profilu zużycia.

G.3. Dla URD, o których mowa w pkt G.2., OSD przydziela odpowiedni, standardowy profil zużycia spośród określonych w Tablicy 1, zgodnie z grupą taryfową, do której dany odbiorca jest zakwalifikowany, określoną w umowie dystrybucyjnej.

G.4. Standardowe profile zużycia wyznaczone są dla następujących grup odbiorców:

profil G11	Odbiorcy grupy G11 spełniający warunki: - odbiorcy bytowo-komunalni, - licznik jednostrefowy
profil C11	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: - lokal usługowy - zasilanie jedno lub trójfazowe - licznik jednostrefowy

G.5. Rzeczywista ilość energii elektrycznej w godz. i-tej jest wyznaczana z dokładnością do 1 kWh, na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w miejscach dostarczania oraz w razie potrzeby z wykorzystaniem algorytmów wyznaczania ilości energii elektrycznej w poszczególnych miejscach dostarczania.

Tabela 1.
Profile zużycia energii elektrycznej.

PROFIL		
godzina	G11	C11
1	0,8300	0,9407
2	0,7180	0,8823
3	0,6642	0,8580
4	0,6343	0,8385
5	0,6208	0,8406
6	0,6312	0,9154
7	0,7003	1,0104
8	0,7926	1,1910
9	0,8933	1,4723
10	0,9841	1,7090
11	1,0237	1,8505
12	1,0029	1,9177
13	1,0106	1,9607
14	1,0487	1,9682
15	1,0789	1,9861
16	1,1589	1,9483
17	1,2307	1,8911
18	1,3384	1,8374
19	1,4277	1,6808
20	1,4834	1,5171
21	1,5112	1,4237
22	1,5022	1,3697
23	1,2892	1,2328
24	0,9896	1,0755

H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

H.1. OSD identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.

H.2. Ograniczenia systemowe są podzielone na:

- a) ograniczenia elektrowniane,
- b) ograniczenia sieciowe.

H.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:

- a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
- b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
- c) działanie siły wyższej,
- d) realizację polityki energetycznej państwa.

H.4. OSD identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:

- a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
- b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
- c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.

H.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSD na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:

- a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
- b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.

H.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez OSD z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.

H.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.

H.8. OSD przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.

H.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej.

H.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD.

H.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział 4 „Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”.

I. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.

Na potrzeby niniejszej IRiESD-Bilansowanie przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

I.1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część szczegółowa: bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (całość)
IRiESP-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
fMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
wMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MD_D	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Detalicznego
fMD_D	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Detalicznego
pMD_D	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Detalicznego
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PPE	Punkt Poboru Energii
SN	Średnie napięcie
nN	Niskie napięcie
OH	Operator Handlowy
OHT	Operator Handlowo-Techniczny
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
RB	Rynek Bilansujący
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URD_o	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD_w	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii

2. POJĘCIA I DEFINICJE

Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi elektrycznej w celu jej dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.

Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (F_{MB})	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w F _{MB} jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
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.
Jednostka grafikowa Jednostka wytwórcza	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego. Opisany poprzez 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 oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
Koordynowana sieć 110kV Krajowy System Elektroenergetyczny Mechanizm bilansujący	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej. System elektroenergetyczny na terenie Polski. Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczenia	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 albo umowie kompleksowej.
Miejsce dostarczenia energii rynku bilansującego (MB)	Określany 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 przyłączenia Moc przyłączeniowa	Punkt w sieci, w którym przyłączy się z siecią. 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.
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.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek.
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	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 Systemu Przesyłowego	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 Systemu Dystrybucyjnego	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.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
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.
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	Punkt, w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych godzinowych. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana dostawcy.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
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

	<p>gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.</p>
Sprzedaż energii elektrycznej	<p>Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.</p>
System elektroenergetyczny	<p>Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.</p>
Średnie napięcie	<p>Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.</p>
Uczestnik Rynku Detalicznego	<p>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 dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).</p>
Układ pomiarowo - rozliczeniowy	<p>Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.</p>
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	<p>Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.</p>
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	<p>Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.</p>
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	<p>Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.</p>
Układ pomiarowo - kontrolny	<p>Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo - rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.</p>
Urządzenia	<p>Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.</p>
Usługi systemowe	<p>Usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.</p>
Ustawa	<p>Ustawa z dnia 10.04.1997r. - Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.</p>
Użytkownik systemu	<p>Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.</p>
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (WMB)	<p>Miejsce Dostarczenia Energii, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana Rynku Bilansującego bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.</p>
Współczynnik bezpieczeństwa przyrzędu - FS	<p>Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrzędu bezpieczeństwa do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym przyrzędu - FS znamionowy prąd bezpieczny przyrzędu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu</p>

Wytwórca

**Zarządzanie
ograniczeniami
systemowymi**

pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.

Działalność gospodarczą wykonywaną 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.

Załącznik nr 1

**FORMULARZ ZGŁOSZENIA
ZMIANY SPRZEDAWCY**

(dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej GET EnTra Sp. z o.o.)

.....
(miejscowość i data)

Odbiorca:
Adres odbiorcy /
Osoba kontaktowa:
.....

.....
(obszar dystrybucyjny)

Nazwa i adres Sprzedawcy	Nazwa i adres Obiektu, do którego ma być dostarczana energia elektryczna	Nr i okres obowiązywania umowy	Planowana ilość zakupu energii elektrycznej	Data rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży energii	Kod i nazwa POB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe

.....
(podpis i pieczęć odbiorcy)

Sprzedawca:
Adres sprzedawcy /
Osoba kontaktowa:
.....

Nazwa i adres Odbiorcy	Nazwa i adres Obiektu, do którego ma być dostarczana energia elektryczna	Nr i okres obowiązywania umowy	Planowana ilość sprzedaży energii elektrycznej	Data rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży energii	Kod i nazwa POB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe

.....
(podpis i pieczęć sprzedawcy)