

**Zakłady Energetyczne
Okręgu Radomsko – Kieleckiego
Spółka Akcyjna**



**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

CZEŚĆ SZCZEGÓŁOWA:
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE
OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.

Wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2007 roku

SPIS TREŚCI

A.	Postanowienia wstępne	3
A.1.	Uwarunkowania formalno-prawne	3
A.2.	Zakres przedmiotowy i podmiotowy	5
A.3.	Ogólne zasady organizacyjne funkcjonowania rynku bilansującego	6
A.4.	Warunki uczestnictwa w procesie bilansowania	10
A.5.	Zasady nadawania kodów identyfikacyjnych	12
B.	Procedura zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej	14
B.1.	Ogólne zasady	14
B.2.	Weryfikacja zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej	15
C.	Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych	15
C.1.	Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych do OSP	15
C.2.	Udostępnianie danych pomiarowych	17
C.3.	Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych	18
C.4.	Wymagania techniczne dla układów transmisji danych pomiarowych	24
C.5.	Postępowanie OSD w zakresie pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych	25
D.	Zasady ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe URD	27
E.	Zasady zmiany sprzedawcy	28
E.1.	Wymagania ogólne	28
E.2.	Zasady zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej)	29
E.3.	Zasady zmiany sprzedawcy przez odbiorcę	30
E.4.	Algorytm zmiany sprzedawcy stosowany w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy przez odbiorcę	31
E.5.	Algorytm zmiany sprzedawcy stosowany w przypadku kolejnej zmiany sprzedawcy przez odbiorcę	32
E.6.	Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców	30
F.	Zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia	34
G.	Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	35
H.	Postępowanie reklamacyjne	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 1997r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2006r., nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji,
 - b) koncesji ZEORK S.A. na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/32/1332/U/98/AK z dnia 17 listopada 1998r.,
 - c) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).
- A.1.2. IRiESD jest regulaminem w rozumieniu art. 384 §1 Kodeksu cywilnego.
- A.1.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i posiadające podpisane umowy o świadczenie usług przesyłania (umowy przesyłowe) z operatorem systemu przesyłowego (OSP) oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji (umowy dystrybucyjne) 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 operatora systemu przesyłowego, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).
- A.1.4. Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej ZEORK S.A. nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii uprawnionym do wyboru sprzedawcy, ma prawo wskazać URB, innego niż Odbiorca sieciowy (URB_{SD}), odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym, na zasadach i warunkach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie. Podmiot ten nazywany dalej Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD), posiada umowę o świadczenie usług dystrybucji zawartą z ZEORK SA.
- A.1.5. IRiESD-Bilansowanie, jak również wszelkie zmiany tej części IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- A.1.6. IRiESD-Bilansowanie oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w decyzji zatwierdzającej odpowiednio IRiESD-Bilansowanie lub zmiany tej części IRiESD.
- A.1.7. Data wejścia w życie IRiESD-Bilansowanie jest wpisywana na jej stronie tytułowej.
- A.1.8. Operator Systemu Dystrybucyjnego publikuje obowiązującą IRiESD-Bilansowanie na swojej stronie internetowej oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

- A.1.9. Zmiana IRiESD-Bilansowanie przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD-Bilansowanie albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD-Bilansowanie.
- A.1.10. Każda zmiana IRiESD-Bilansowanie jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- A.1.11. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- przyczynę aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,
 - zakres aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,
 - nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD-Bilansowanie lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.
- A.1.12. Proces wprowadzania zmian IRiESD-Bilansowanie jest przeprowadzany według następującego trybu:
- Operator Systemu Dystrybucyjnego opracowuje projekt nowej IRiESD-Bilansowanie albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - 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.1.13. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.
- A.1.14. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:
- dokonyje analizy otrzymanych uwag,
 - opracowuje nową wersję IRiESD-Bilansowanie albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
 - przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji,
 - publikuje na swojej stronie internetowej przedłożoną Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.
- A.1.15. IRiESD-Bilansowanie lub Kartę aktualizacji zatwierdzoną przez Prezesa URE 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 dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez operatora systemu dystrybucyjnego, a w szczególności:
- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
 - b) zasady kodyfikacji podmiotów,
 - c) procedury zgłaszania i weryfikacji umów sprzedaży energii elektrycznej oraz wymiany informacji w tym zakresie,
 - d) wymagania dla układów pomiarowo rozliczeniowych,
 - e) zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych,
 - f) zasady zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
 - g) zasady zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe,
 - h) zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia,
 - i) sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi,
 - j) tryb postępowania reklamacyjnego.
- A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną danego operatora systemu dystrybucyjnego, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego.
- A.2.3. Zasady bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi systemu dystrybucyjnego określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:
- a) operatora systemu przesyłowego,
 - b) operatora systemu dystrybucyjnego,
 - c) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - d) uczestników rynku bilansującego (URB) wskazanych przez uczestników rynku detalicznego (URD) jako podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe URD,
 - e) sprzedawców i przedsiębiorstwa obrotu,
 - f) Operatorów Handlowych i Handlowo-Technicznych reprezentujących podmioty wymienione w punktach a) do e) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO

Ogólne zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego wynikają z zapisów IRiESP-Bilansowanie. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie rynku bilansującego jest PSE-Operator S.A., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP.

A.3.1. Podmioty Rynku Bilansującego

A.3.1.1. W Rynku Bilansującym uczestniczą następujące podmioty:

- a) Uczestnicy Rynku Bilansującego (URB),
- b) Operatorzy Rynku (OR),
- c) Operatorzy Systemu.

A.3.1.2. Uczestnikiem Rynku Bilansującego jest podmiot, który ma zawartą Umowę przesyłową z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESP-Bilansowanie).

A.3.1.3. Uczestnikiem Rynku Bilansującego może być:

- a) Podmiot, którego urządzenia i instalacje są fizycznie przyłączone do sieci przesyłowej lub fragmentów sieci dystrybucyjnych objętych obszarem Rynku Bilansującego, lub
- b) Podmiot, który nie posiada urządzeń i instalacji fizycznie przyłączonych do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej, objętej obszarem Rynku Bilansującego, a jedynie jest stroną transakcji sprzedaży lub kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego.

A.3.1.4. Wyróżnia się następujące typy Uczestników Rynku Bilansującego:

- a) Wytwórcy energii (URB_W) – podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego,
- b) Odbiorcy energii (URB_O) – podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, w tym:
 - Odbiorcy końcowi (URB_{OK}),
 - Odbiorcy sieciowi (URB_{SD}) – podmioty pełniące na obszarze poszczególnych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego funkcje sprzedawcy energii odbiorcom nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy,
- c) Przedsiębiorstwa Obrotu (URB_{PO}) – podmioty, posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, będące stroną transakcji sprzedaży lub kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego,
- d) Giełdy Energii (URB_{GE}) – podmioty prowadzące giełdę towarową, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, na której są zawierane transakcje sprzedaży i kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego, lub na której są dokonywane rozliczenia

- transakcji zawartych na Rynku Bilansującym przez będące członkami giełdy Przedsiębiorstwa Obrotu, w ramach czego podmiot prowadzący giełdę jest stroną tych transakcji,
- e) Operator Systemu Przesyłowego jako Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), które dokonuje zakupów energii na pokrycie strat w sieci przesyłowej oraz potrzeb własnych stacji w sieci przesyłowej.
- A.3.1.5. Operatorem Rynku jest podmiot, który świadczy usługi operatorskie na rynku energii na podstawie Umowy przesyłowej zawartej z OSP określającej zakres i sposób realizacji działalności operatorskiej na Rynku Bilansującym, a w przypadku gdy jego działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej również z właściwym OSD.
- A.3.1.6. Operatorami Rynku są:
- Operatorzy Handlowo-Techniczni (OHT),
 - Operatorzy Handlowi (OH),
 - Operatorzy Pomiarów (OP).
- A.3.1.7. Szczegółowy opis funkcji realizowanych przez poszczególnych Operatorów Rynku zawiera IRiESP-Bilansowanie.
- A.3.1.8. Każdy Uczestnik Rynku Bilansującego jest zobowiązany zapewnić realizację funkcji operatorskich w zakresie handlowym lub handlowo-technicznym zgodnie z zapisami w IRiESP. Funkcje te Uczestnik Rynku Bilansującego może realizować samodzielnie albo powierzyć ich realizację innym podmiotom będącym Operatorem Rynku.
- A.3.1.9. Operatorami Systemu są:
- Operator Systemu Przesyłowego (OSP),
 - Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD).
- A.3.1.10. Operatorem Systemu Przesyłowego jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
- A.3.1.11. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne 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.
- A.3.1.12. Operator Systemu Dystrybucyjnego w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa, realizuje dostawy energii elektrycznej na podstawie zgłoszonych i przyjętych do realizacji Umów Sprzedaży Energii, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- A.3.1.13. Operator Systemu Dystrybucyjnego 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. W ramach tego OSD:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania poszczególnych URD z obszaru swojego działania do MB składających się na JG poszczególnych URB,
- b) przekazuje OSP dane niezbędne do konfigurowania JG obejmujących MB z obszaru zarządzanej przez siebie sieci,
- c) wyznacza i przekazuje OSP rzeczywiste ilości dostaw energii dla MB reprezentujących dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.

A.3.1.14. Do momentu wydzielenia prawnego operatora systemu dystrybucyjnego ze struktur przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (ZEORK S.A.), zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne art. 9d., funkcje URB_{SD} oraz OSD pełni to przedsiębiorstwo energetyczne.

A.3.2. Obszar Rynku Bilansującego

A.3.2.1. Obszar Rynku Bilansującego jest to część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważą bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.

A.3.2.2. Podstawowym obszarem Rynku Bilansującego jest:

- a) Sieć przesyłowa,
- b) Miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze centralnie dysponowane przez OSP tzw. JWCD.
- c) Punkt „ponad siecią”, poprzez który w Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty nie przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej

A.3.2.3. Obszar Rynku Bilansującego może być rozszerzany o nowe fragmenty sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV. Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego następuje poprzez wprowadzanie zmian do Umów przesyłowych zawartych pomiędzy OSP i odpowiednimi OSD oraz podmiotami, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do fragmentu sieci dystrybucyjnej, o który ma być rozszerzony obszar Rynku Bilansującego. Zmiany są również wymagane w odpowiednich Umowach przesyłowych i dystrybucyjnych z innymi podmiotami, dla których rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego zmieni warunki uczestniczenia w tym rynku.

A.3.2.4. Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego może nastąpić tylko wtedy, jeżeli we fragmencie sieci dystrybucyjnej, który ma być przyłączony do obszaru Rynku Bilansującego, zostaną spełnione wszystkie warunki techniczne wymagane dla podstawowego obszaru Rynku Bilansującego, opisane w IRiESP.

A.3.2.5. Obszar Rynku Bilansującego jest określony przez zbiory obiektów Rynku Bilansującego: zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz

zbiór Jednostek Grafikowych (JG), które spełniają następujące warunki:

- a) Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego muszą obejmować wszystkie połączenia Uczestników Rynku Bilansującego z obszarem tego rynku.
- b) Jednostki Grafikowe muszą pokrywać wszystkie Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

A.3.3. Bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym

- A.3.3.1. Uczestnik Rynku Bilansującego dokonuje zbilansowania handlowego swoich dostaw energii poprzez:
 - a) Zgłaszanie do realizacji Umów Sprzedaży Energii,
 - b) Rozliczanie z OSP niezbilansowania wynikającego z różnicy pomiędzy ilością energii z przyjętych do realizacji Umów Sprzedaży Energii oraz rzeczywistą ilością dostaw energii wyznaczoną na podstawie pomiarów oraz algorytmów agregacji.
- A.3.3.2. Procesy planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń realizowane na Rynku Bilansującym, a w ramach tego wyznaczane dane handlowe i techniczne, dotyczą poszczególnych Jednostek Grafikowych.
- A.3.3.3. Użytkownik systemu, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego jest odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii na Rynku Bilansującym.
- A.3.3.4. Użytkownik systemu, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy, nazywany dalej Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD), ma prawo wskazać odpowiedniemu do miejsca jego przyłączenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego, z którym ma on zawartą Umowę o świadczenie usług dystrybucji, URB innego niż Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) działający na obszarze tego OSD, który to URB w ramach swojej JG będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego URD na Rynku Bilansującym. Powyższe powoduje wyłączenie URD z zakresu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe Odbiorcy sieciowego i włączenie go do zakresu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe wskazanego przez niego URB. Zmiana przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe odbywa się na warunkach określonych w niniejszej Instrukcji.
- A.3.3.5. W przypadku gdy dany URD nie wskaże URB odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym, to odpowiedzialnym za jego bilansowanie handlowe, w ramach swojej JG, jest Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) działający na obszarze OSD, do sieci którego jest przyłączony URD i z którym ma on zawartą Umowę o świadczenie usług dystrybucji. Odbiorca sieciowy staje się odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe danego URD również w przypadku, gdy URB wskazany przez tego URD zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym. Przejęcie przez Odbiorcę sieciowego odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URD następuje ze skutkiem od dnia zaprzestania przez URB działalności na Rynku Bilansującym i trwa do dnia wznowienia przez tego URB działalności na Rynku Bilansującym albo do dnia

przejęcia odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URD przez innego URB.

- A.3.3.6. Zmiana przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.3.7. Podstawą dokonania zmian, o których mowa w p. A.3.3.4., A.3.3.5. i A.3.3.6., są odpowiednie zapisy we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSD, URD, Odbiorcą sieciowym i URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD oraz pomiędzy OSP, Odbiorcą sieciowym oraz URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD.
- A.3.3.8. Odbiorcą sieciowym działającym na obszarze określonym w koncesji, o której mowa w p. A.1.1. jest ZEORK S.A. z siedzibą w Skarżysku-Kamiennej.

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 ustalonych w IRiESD i Umowach dystrybucji.
- A.4.2. Wytwórcy, odbiorcy, sprzedawcy oraz przedsiębiorstwa obrotu mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom (URB). Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy, sprzedawcy lub przedsiębiorstwa obrotu pod warunkiem zawarcia z OSD umowy 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 dystrybucyjnej z OSD,
 - c) wskazania podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe.
- A.4.3.2. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD powinna zawierać, co najmniej następujące elementy:
- a) strony umowy,
 - b) przedmiot umowy,
 - c) zasady zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej,
 - d) wskazanie URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego URD:
 - bezpośrednio poprzez zawarcie umowy z wybranym URB odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, lub

- pośrednio poprzez zawarcie umowy ze sprzedawcą, który na podstawie pkt.A.4.3.4 niniejszej IRiESD zobowiązany jest do określenia w umowie z OSD podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie w ramach swojej jednostki grafikowej fizycznych punktów pomiarowych odbiorców, z którymi ten sprzedawca ma zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, oraz warunki zmiany URB,
- e) moc umowną i warunki wprowadzenia jej zmian,
- f) planowaną ilość dostaw energii,
- g) miejsce dostarczania energii,
- h) standardy jakościowe energii elektrycznej i obsługi odbiorców oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych standardów,
- i) warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania energii,
- j) stawki opłat lub grupy taryfowe stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej,
- k) sposób prowadzenia rozliczeń,
- l) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy,
- m) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania,
- n) zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD,
- o) algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii,
- p) upoważnienie OSD do zawarcia w imieniu i na rzecz URD umowy ze sprzedawcą i podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (URB_{SD}), który będzie obsługiwał URD w przypadku zaprzestania działalności przez URB wskazanego przez URD.

A.4.3.3. Umowa dystrybucyjna zawierana przez OSD z podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD powinna określać w szczególności:

- a) strony umowy,
- b) nazwę i dane adresowe podmiotu,
- c) oświadczenie o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej działalność na Rynku Bilansującym,
- d) kod identyfikacyjny podmiotu na Rynku Bilansującym,
- e) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli jest taki wymóg prawny,
- f) datę rozpoczęcia działalności na Rynku Bilansującym,
- g) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- h) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) i wykaz URD oraz ich Fizycznych Punktów Pomiarowych, rozliczanych w ramach Jednostki Grafikowej Odbiorczej URB, będącej w dyspozycji podmiotu, powiązanych z obszarem danego OSD,
- i) wykaz Jednostek Grafikowych Odbiorczych URB, w tym ich nazw i kodów identyfikacyjnych oraz wykaz MB wchodzących w skład poszczególnych

Jednostek Grafikowych URB, powiązanych z obszarem danego OSD, będących w dyspozycji podmiotu,

- j) algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii w poszczególnych Miejscach Dostarczenia Energii (MD) w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, dla poszczególnych Jednostek Grafikowych. powiązanych z obszarem danego OSD,
- k) zobowiązania stron Umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.

A.4.3.4. Sprzedawca zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania określonego operatora systemu dystrybucyjnego, jest zobowiązany zawrzeć z tym operatorem generalną umowę dystrybucyjną. Generalna umowa dystrybucyjna reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Umowa ta w szczególności reguluje:

- a) terminy i zasady zgłaszania umów sprzedaży,
- b) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- c) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów, sprzedaży zawieranych przez sprzedawcę,
- d) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- e) zasady wstrzymywania dostarczania energii URD przez OSD,
- f) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- g) zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD.
- h) wskazanie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (URB), z którym sprzedawca ma zawartą umowę o świadczenie tej usługi oraz zasady i warunki jego zmiany.

A.5. ZASADY NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH

A.5.1. Operator systemu dystrybucyjnego 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 operatora systemu przesyłowego.

A.5.2. Operator systemu dystrybucyjnego nadaje kody identyfikacyjne wytwórcom i odbiorcom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej przez niego zarządzanej. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:

- a) dla wytwórców - *...(oznaczenie literowe podmiotu)..._(oznaczenie kodowe operatora systemu dystrybucyjnego)..._W...(numer podmiotu)...*,

- b) dla odbiorców - ...*(oznaczenie literowe podmiotu)*..._*(oznaczenie kodowe operatora systemu dystrybucyjnego)*..._O...*(numer podmiotu)*...,
- A.5.3. Oznaczenia kodowe operatorów systemów dystrybucyjnych niezbędne do oznaczeń kodowych podmiotów w sieci dystrybucyjnej są dostępne u OSD oraz publikowane na stronie internetowej www.zeork.com.pl. Kody te są zgodne z nadanym przez operatora systemu przesyłowego czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej umowy przesyłowej pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego i operatorem systemu przesyłowego.
- A.5.4. Sprzedawca oraz przedsiębiorstwo obrotu nie posiadające jeszcze kodów identyfikacyjnych mogą zwrócić się do dowolnego operatora systemu dystrybucyjnego o nadanie im kodu identyfikacyjnego. Kod taki obejmuje czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego nadającego kod identyfikacyjny, literę charakteryzującą podmiot oraz czterocyfrowy numer podmiotu i ma następującą postać: ...*(oznaczenie literowe podmiotu)*..._*(oznaczenie kodowe operatora systemu dystrybucyjnego)*..._P...*(numer podmiotu)*....
- A.5.5. Sprzedawca oraz przedsiębiorstwo obrotu jest zobowiązane 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.5.6. W przypadku sprzedawców oraz przedsiębiorstw obrotu 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.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji sprzedawcy oraz przedsiębiorstwa obrotu odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucyjnej lub generalnej umowy dystrybucyjnej pomiędzy podmiotem oraz właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego. Umowa ta zawiera również niezbędne elementy, o których mowa odpowiednio w pkt. A.4.3.3. oraz A.4.3.4. IRiESD-Bilansowanie.

B. PROCEDURA ZGŁASZANIA UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

B.1. OGÓLNE ZASADY

- B.1.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa, realizuje dostawy energii elektrycznej na podstawie zgłoszonych i przyjętych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu elektroenergetycznego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- B.1.2. Operator systemu dystrybucyjnego zapewnia fizyczną realizację umów sprzedaży energii elektrycznej, jeżeli zostaną zgłoszone do OSD w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez strony umowy sprzedaży energii elektrycznej wymagań ustalonych w IRiESD, IRiESP i umowach dystrybucyjnych.
- B.1.3. Zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej do operatora systemu dystrybucyjnego dokonują:
- wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego mający prawo wyboru sprzedawcy i korzystający z tego prawa (URD),
 - sprzedawcy mający zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z odbiorcami będącymi URD,
 - przedsiębiorstwa obrotu mające zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z wytwórcami będącymi URD.
- B.1.4. Zgłoszenia, o których mowa w p. B.1.3., dokonują obie strony umowy w terminach określonych w rozdziale E (zasady zmiany sprzedawcy). Zgłoszenie obejmuje w szczególności:
- strony umowy,
 - termin obowiązywania umowy,
 - planowaną ilość dostaw energii,
 - URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD,
 - typ zgłoszenia (sprzedaż/zakup).
- Strony umowy są zobowiązane do niezwłocznego zgłaszania zmian w umowie sprzedaży energii elektrycznej.
- B.1.5. W celu realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w p. B.1.1. URD zawiera z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w p. A.4.3.2.
- B.1.6. Sprzedawca zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego jest zobowiązany zawrzeć z tym operatorem generalną umowę dystrybucyjną, o której mowa w p. A.4.3.4.

B.2 WERYFIKACJA ZGŁOSZEŃ UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- B.2.1. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje weryfikacji przekazanych przez podmioty określone w p.B.1.3. zgłoszeń umów sprzedaży, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w p.B.1.4.
- B.2.2. W przypadku pozytywnej weryfikacji zgłoszeń umów sprzedaży, o której mowa w punkcie B.2.1. OSD przystępuje do skonfigurowania MBJG wskazanego w umowie URB poprzez przyporządkowanie do nich MD danego URD w terminie nie dłuższym niż 5 dni od daty otrzymania zgłoszeń od wszystkich stron umowy.
- B.2.3. W przypadku niezgodności zgłoszeń umów OSD, nie później niż w ciągu 5 dni roboczych, powiadamia pisemnie strony dokonujące zgłoszeń o braku możliwości fizycznej ich realizacji. OSD jednocześnie przekazuje informacje o przyczynach nie przyjęcia zgłoszeń umów i konieczności dokonania korekt w celu usunięcia niezgodności.
- B.2.4. OSD dokonuje ponownej weryfikacji skorygowanych zgłoszeń umów, o których mowa w pkt. B.2.3. w terminie określonym w pkt. B.2.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.1. WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH DO OSP.

- C.1.1. Operator systemu dystrybucyjnego na obszarze swojego działania pełni funkcję Operatora Pomiarów w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie dla podmiotów nie będących Uczestnikami Rynku Bilansującego.
- C.1.2. OSD uczestnicząc w administrowaniu Rynkiem Bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych, na które składają się fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru zarządzanej przez siebie sieci, wyznacza i przekazuje do OSP dane pomiarowe określające ilości dostaw energii dla MB reprezentujących dostawy energii realizowane w sieci dystrybucyjnej, która nie jest objęta obszarem Rynku Bilansującego.
- C.1.3. Dane pomiarowe o których mowa w p.C.1.2. są przekazywane przez OSD poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE), zgodnie z zasadami i w terminach określonych w Umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSD a OSP.

- C.1.4. Zadaniem OSD, w ramach wyznaczania energii rzeczywistej wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, jest:
- a) wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii w miejscach dostarczania (MD):
 - na podstawie uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych, lub
 - na podstawie danych szacunkowych w przypadku awarii układu transmisji danych lub układów pomiarowych nie wyposażonych w układ transmisji danych, lub
 - na podstawie standardowych profili zużycia – dotyczy URD, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia, o którym mowa w pkt. F,
 - b) wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii dla MB na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii dla MD, określonej zgodnie z powyższym ppkt a) oraz algorytmów agregacji.
- C.1.5. OSD wyznacza ilość rzeczywistą lub szacunkową energii, o której mowa w p.C.1.4.b), w podziale na ilość energii pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej przez wszystkich URD, dla których bilansowanie handlowe prowadzi dany URB i którzy są przyporządkowani do danego MB reprezentującego dostawy energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem RB.
- C.1.6. OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). Przekazywanie danych pomiarowych do OSP określających ilości dostaw energii dla MB reprezentujących dostawy energii realizowane w sieci dystrybucyjnej jest dokonywane w zakresie i na zasadach określonych w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSP a OSD. Przekazywane do OSP dane, w tym także dane wyznaczane w oparciu o dane szacunkowe oraz na podstawie standardowych profili zużycia mogą być korygowane przez OSD w przewidzianym w IRiESP cyklu korygującym.
- C.1.7. 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 zaokrągleń,
 - c) dane pomiarowe są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1 kWh.
- C.1.8. OSD w ramach zarządzania konfiguracją MB, przyporządkowuje URD przyłączonego do sieci dystrybucyjnej z obszaru swojego działania do MB składającego się na JG URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego URD. Oznacza to jednocześnie wyłączenie tego URD z obszaru odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URB_{SD} oraz modyfikację MB

wchodzącego w skład JG Odbiorcy sieciowego (URB_{SD}) poprzez uwzględnianie odpowiednich MB z przeciwnym znakiem przy wyznaczaniu energii rzeczywistej (ER) dla JG URB i JG Odbiorcy sieciowego.

- C.1.9. Analogicznie jak w p.C.1.8. OSD postępuje w przypadku, gdy podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD staje się inny URB lub URB typu Odbiorca sieciowy, niezależnie od zaistniałych przyczyn.
- C.1.10. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanym zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD przekazuje do OSP dane pomiarowe obliczone jako średnia arytmetyczna z ostatnich pięciu maksymalnych pomiarów dla danej godziny.

C.2. UDOSTĘPNIANIE DANYCH POMIAROWYCH

- C.2.1. OSD, pełniąc funkcję Operatora Pomiarów, jest odpowiedzialny za eksploatację i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi.
- C.2.2. W ramach swoich działań, OSD udostępnia dane pomiarowe użytkownikom systemu, którzy spełniają łącznie następujące warunki:
- są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego,
 - są uprawnieni do prawa wyboru sprzedawcy,
 - wskazali Odbiorcę sieciowego (URB_{SD}) lub innego URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym.
- C.2.3. OSD udostępnia dane pomiarowe, o których mowa w p.C.2.2., następującym podmiotom:
- Uczestnikom Rynku Detalicznego przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD, zgodnie z zapisami umowy o świadczenie usług dystrybucji,
 - Sprzedawcom którzy mają zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej z Uczestnikiem Rynku Detalicznego,
 - Uczestnikowi Rynku Bilansującego odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe URD na Rynku Bilansującym, którego URD wskazał w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z OSD.
- C.2.4. Udostępnianie danych pomiarowych podmiotom wyszczególnionym w p.C.2.3.b) oraz p.C.2.3.c) odbywa się na podstawie zgody URD wyrażonej w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a URD.
- C.2.5. OSD udostępnia dane pomiarowe którymi zarządza i pozyskuje za pomocą LSPR, podmiotom wyszczególnionym w p.C.2.3. poprzez wystawianie ich na stronie www lub serwerze ftp zgodnie z zapisami umowy dystrybucyjnej.

- C.2.6. OSD wyznacza energię rzeczywistą dla URD 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.2.7. URD oraz URB mają prawo wносить do OSD wnioski o dokonanie korekty danych pomiarowych w okresie 3 miesięcy następujących po dobie, której korekta dotyczy.
- C.2.8. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci, pobieranej lub przesyłanej 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.2.9. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w p.C.2.8., ilość energii elektrycznej wprowadzanej do sieci, pobieranej lub przesyłanej określa się w każdej godzinie doby lub miesiący w następujący sposób:
- a) na podstawie współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie),
 - b) jako średnią arytmetyczną ilości energii elektrycznej z odpowiednich godzin dni ostatniego miesiąca,
 - c) w przypadku, gdy podmiot nie uczestniczył w procesie rozliczeń przez okres ostatniego miesiąca, ilość energii wyznacza się jako średnią arytmetyczną ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu miesiąca, w którym podmiot uczestniczył,
 - d) w przypadku, gdy podmiot nie uczestniczył w procesie rozliczeń przez okres pełnego miesiąca, ilość energii jest uzgadniana pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego i podmiotem.

C.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

C.3.1. Wymagania ogólne

Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w niniejszej Instrukcji obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- 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.

Układy pomiarowo-rozliczeniowe rezerwowe są wymagane dla układów należących do kategorii A1, A2 oraz B.

- C.3.1.1. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego

muszą posiadać legalizację i/lub homologację oraz zatwierdzenie typu zgodne z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

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

- C.3.1.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe w sieci trójfazowej muszą zapewniać sumaryczny pomiar energii i mocy dla 3 faz z uwzględnieniem pomiaru prądu w każdej z faz.
- C.3.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą być zainstalowane:
- w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
 - w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
 - w innych lokalizacjach, niż podane w p. a) i b), w miejscach określonych w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,
 - w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
- C.3.1.4. 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.3.1.5. 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.
- C.3.1.6. 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:
- bezpośrednie pozyskiwanie danych poprzez łącza komunikacyjne,
 - 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.3.1.7. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli się na 5 kategorii:
- kat. A1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na

napięciu 110 kV, dla pomiarów energii przy mocy przyłączeniowej większej lub równej 30 MW,

- b) kat. A2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu 110 kV, dla pomiarów energii przy mocy przyłączeniowej mniejszej niż 30 MW,
- c) kat. B - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV,
- d) kat. C1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A,
- e) kat. C2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A.

C.3.1.8. 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, mierzony w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
- b) 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,
- c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora.

C.3.1.9. Miejsce zainstalowania podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego określa operator systemu dystrybucyjnego, w warunkach przyłączenia, umowie dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.

C.3.1.10. Obciążenie przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie może przekraczać wartości dopuszczalnych oraz nie może być mniejsze niż 25% mocy znamionowej rdzeni/uzwojeń. Moc znamionowa rdzeni i uzwojeń przekładników pomiarowych powinna zostać dobrana tak, żeby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni tych przekładników. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy zamówionej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego.

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

C.3.1.11. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowo-

rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.

- C.3.1.12. 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.3.1.13. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania.

C.3.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz bilansowo-kontrolnych kat. A1 i A2.

C.3.2.1 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz bilansowo-kontrolnych kategorii A1, o której mowa w p.C.3.1.7. są następujące:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe służące do pomiaru energii elektrycznej o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5; w układach pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych przekładniki prądowe służące do pomiaru energii elektrycznej powinny mieć klasę dokładności 0,2,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) przekładniki prądowe i napięciowe w układach bilansowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach bilansowo-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: zdalną transmisję danych pomiarowych zgodnie z pkt. C.4., automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego oraz rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez czas określony przez OSD (zaleca się przechowywanie danych przez co najmniej 63 dni).

C.3.2.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz bilansowo-kontrolnych kategorii A2, o której mowa w p.C.3.1.7. są następujące:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych służące do pomiaru energii elektrycznej, powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5; w układach pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych przekładniki prądowe służące do pomiaru energii elektrycznej powinny mieć klasę dokładności 0,2,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) liczniki energii elektrycznej w układach bilansowo-kontrolnych powinny mieć

klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

- d) układy pomiarowe powinny umożliwiać: zdalną transmisję danych pomiarowych zgodnie z pkt. C.4., automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego oraz rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez czas określony przez OSD (zaleca się przechowywanie danych przez co najmniej 63 dni).

C.3.2.3. Dla odbiorców i wytwórców, których układy pomiarowo-rozliczeniowe zaliczone są do kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych:

- a) układu podstawowego,
- b) układu rezerwowego.

Dla podmiotów zaliczanych do kategorii A1 wymaga się, aby układy te były równoważne oraz liczniki energii elektrycznej w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym były zasilane z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym polu oraz posiadały tę samą klasę dokładności.

Dla podmiotów zaliczanych do kategorii A2 wymaga się, aby układy te były równoważne oraz liczniki energii elektrycznej w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym posiadały tę samą klasę dokładności.

C.3.2.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą być wyposażone w układy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSD zgodnie z pkt. C.4.6..

C.3.2.5. Liczniki energii elektrycznej podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego powinny być wyposażone w układy zasilania awaryjnego umożliwiające zdalny odczyt danych pomiarowych również w przypadku braku napięć pomiarowych.

C.3.2.6. Liczniki energii elektrycznej powinny być wyposażone w układy synchronizacji czasu, synchronizowane ze źródła zewnętrznego co najmniej raz na dobę.

C.3.2.7. Transmisja danych z podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej Wytwórców powinna być realizowana w sposób ciągły „on-line”.

C.3.2.8. Transmisja danych z podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej powinna być realizowana za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej lub rejestratorów (koncentratorów).

C.3.2.9. Liczniki energii elektrycznej powinny rejestrować i przechowywać w pamięci przebiegi obciążenia w programowalnym okresie uśredniania od 1 do 60 min oraz umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych. Liczniki energii elektrycznej powinny automatycznie zamykać okresy obrachunkowe zgodnie z taryfą dla energii elektrycznej lub umową dystrybucyjną oraz przechowywać dane pomiarowe przez okres min. 63 dni (dla cykli całkowania 15’).

C.3.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B.

- C.3.3.1. W układach pomiarowo-rozliczeniowych kat. B należy instalować przekładniki prądowe i napięciowe o klasie dokładności co najmniej 0,5.
- C.3.3.2. Liczniki energii elektrycznej w podstawowych układach pomiarowo-rozliczeniowych kat. B powinny mieć klasę dokładności co najmniej 0,5 dla pomiaru energii czynnej i 1 dla energii biernej. Liczniki energii elektrycznej w rezerwowych układach pomiarowo-rozliczeniowych kat. B powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii czynnej i 3 dla energii biernej.
- C.3.3.3. Dla odbiorców i wytwórców, których układy pomiarowo-rozliczeniowe zaliczone są do kategorii B wymaga się stosowania dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych:
- układu podstawowego,
 - układu rezerwowego.
- Dla odbiorców i wytwórców, których układy pomiarowo-rozliczeniowe zaliczone są do kategorii B jako układ rezerwowy należy rozumieć jedynie licznik kontrolny z rejestracją profili obciążenia.
- C.3.3.4. Liczniki energii elektrycznej powinny być wyposażone w układy synchronizacji czasu, synchronizowane ze źródła zewnętrznego, co najmniej raz na dobę.
- C.3.3.5. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kat. B powinny być wyposażone w układy transmisji danych pomiarowych „off line” do LSPR OSD zgodnie z pkt. C.4.7..
- C.3.3.6. Transmisja danych z podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej kat. B powinna być realizowana za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej lub rejestratorów (koncentratorów).
- C.3.3.7. Liczniki energii elektrycznej powinny rejestrować i przechowywać w pamięci przebiegi obciążenia w programowalnym okresie uśredniania od 1 do 60 min oraz umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych. Liczniki energii elektrycznej powinny automatycznie zamykać okresy obrachunkowe zgodnie z taryfą dla energii elektrycznej lub umową dystrybucyjną oraz przechowywać dane pomiarowe przez okres min. 63 dni (dla cykli całkowania 15’).
- C.3.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C1.**
- C.3.4.1. W układach pomiarowo-rozliczeniowych kat. C1 należy instalować liczniki energii elektrycznej czynnej o klasie dokładności co najmniej 2.
- C.3.5. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C2.**
- C.3.5.1. W układach pomiarowo-rozliczeniowych kat. C2 należy instalować przekładniki prądowe o klasie dokładności co najmniej 1.
- C.3.5.2. Liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności, co najmniej 1 dla pomiaru energii czynnej i 2 dla energii biernej.

- C.3.5.3. OSD decyduje o konieczności wyposażenia układów pomiarowych kategorii C2 w urządzenia umożliwiające zdalną transmisję pomiarów.
- C.3.5.4. W przypadku układów pomiarowych wyposażonych w urządzenia zdalnej transmisji danych pomiarowych, transmisja danych z podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej powinna być realizowana za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- C.3.5.5. Liczniki energii elektrycznej powinny rejestrować i przechowywać w pamięci przebiegi obciążenia w programowalnym okresie uśredniania od 1 do 60 min oraz umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych. Liczniki energii elektrycznej powinny automatycznie zamykać okresy obrachunkowe zgodnie z taryfą dla energii elektrycznej lub umową oraz przechowywać dane pomiarowe przez okres min. 63 dni (dla cykli całkowania 15').
- C.3.5.6. W przypadku układów pomiarowych nie wyposażonych w urządzenia zdalnej transmisji danych pomiarowych, wyznaczanie szacunkowych danych godzinowych ilości dostaw może odbywać się na podstawie prognozowanego indywidualnie profilu zużycia. Prognoza indywidualna może odbywać się na podstawie danych za poprzedni okres rozliczeniowy dla odbiorców wyposażonych w liczniki umożliwiające rejestrację profilu zużycia lub w inny sposób uzgodniony pomiędzy OSD i odbiorcą.

C.4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW TRANSMISJI DANYCH POMIAROWYCH

- C.4.1. Wymagania techniczne dla układów transmisji danych pomiarowych określone w niniejszej Instrukcji dotyczą wytwórców i odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na zasadach analogicznych jak wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych zawartych w pkt. C.3.1. Obowiązek dostosowania układów transmisji danych pomiarowych spoczywa na właścicielu układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- C.4.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych wraz z Operatorem Systemu Przesyłowego uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do OSP i ich zabezpieczenia przed utratą.
- C.4.3. Systemy zdalnego pomiaru energii elektrycznej Operatora Systemu Dystrybucyjnego powinny zapewniać akwizycję danych przez:
- bezpośrednie pozyskiwanie danych poprzez łącza komunikacyjne,
 - pozyskiwanie danych ze wskazanych serwerów ftp, stron www.
- C.4.4. Układy transmisji danych pomiarowych powinny zapewniać standard protokołu transmisji umożliwiający zdalny odczyt danych pomiarowych do LSPR Operatora Systemu Dystrybucyjnego. W przypadku, gdy układy transmisji danych pomiarowych nie zapewniają powyższych standardów, koszty związane z dostosowaniem i udostępnieniem protokołu umożliwiającego zdalny odczyt przez LSPR, ponosi właściciel układu pomiarowego.
- C.4.5. W przypadku posiadania przez URD systemu zdalnego pomiaru energii

elektrycznej, powinien on zapewniać przekazywanie danych na wskazany serwer ftp lub stronę www.

C.4.6. Wymagania dotyczące układów transmisji danych dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. A1 i A2 są następujące:

- a) transmisja danych z podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej do LSPR OSD powinna być realizowana w sposób ciągły „on-line”;
- b) transmisja danych z podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej powinna być realizowana za pośrednictwem interfejsów szeregowych liczników energii elektrycznej lub rejestratorów (koncentratorów);
- c) urządzenia technologiczne systemów łączności powinny posiadać homologację ministerstwa właściwego ds. łączności, dopuszczającą do instalowania i użytkowania urządzeń na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

C.4.7. Wymagania dotyczące układów transmisji danych dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B są następujące:

- a) transmisja danych z podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej do LSPR OSD powinna być realizowana w sposób „off-line” – raz w dobie;
- b) transmisja danych z podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej powinna być realizowana za pośrednictwem interfejsów szeregowych liczników energii elektrycznej lub rejestratorów (koncentratorów);
- c) urządzenia technologiczne systemów łączności powinny posiadać homologację ministerstwa właściwego ds. łączności, dopuszczającą do instalowania i użytkowania urządzeń na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

C.4.8. Wymagania dotyczące układów transmisji danych dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C1 i C2 w przypadku układów pomiarowych wyposażonych w urządzenia zdalnej transmisji danych pomiarowych są następujące:

- a) transmisja danych z układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej do LSPR OSD powinna być realizowana w sposób „off-line” – raz w dobie;
- b) transmisja danych z układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej powinna być realizowana za pośrednictwem interfejsów szeregowych liczników energii elektrycznej lub rejestratorów (koncentratorów);
- c) urządzenia technologiczne systemów łączności powinny posiadać homologację ministerstwa właściwego ds. łączności, dopuszczającą do instalowania i użytkowania urządzeń na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

C.5. POSTĘPOWANIE OSD W ZAKRESIE POZYSKIWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.5.1. Dane pomiarowe dla użytkowników systemu zaliczonych do kategorii A1 i A2

pozyskiwane będą przez OSD za pomocą LSPR w trybie “on line” dla układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i rezerwowego. OSD dopuszcza możliwość pozyskiwania danych z układu rezerwowego w trybie “off line” – raz w dobie (przekazywanie na wskazany przez OSD serwer ftp lub stronę www).

- C.5.2. Dane pomiarowe dla użytkowników systemu zaliczonych do kategorii B pozyskiwane będą przez OSD za pomocą LSPR w trybie “off line” – raz w dobie (przekazywanie na wskazany serwer ftp lub stronę www) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego oraz przez lokalny odczyt danych dobowo-godzinowych przez właściwe służby OSD – raz w miesiącu, wg obowiązujących na obszarze działania harmonogramów odczytów dla układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego. OSD dopuszcza możliwość zastosowania dla obu układów kat. B transmisji w trybie “off line” – raz w dobie (przekazywanie na wskazany serwer ftp lub stronę www).
- C.5.3. Dane pomiarowe dla użytkowników systemu zaliczonych do kategorii C2 pozyskiwane będą przez OSD za pomocą LSPR w trybie “off line” – raz w dobie (przekazywanie na wskazany serwer ftp lub stronę www). W przypadku braku układów transmisji danych pomiarowych, dane pozyskiwane będą przez lokalny odczyt danych dobowo-godzinowych przez właściwe służby OSD – raz w miesiącu nie później niż do 5 dni po zakończeniu miesiąca.
- C.5.4. Dane pomiarowe dla użytkowników systemu zaliczonych do kategorii C1 pozyskiwane będą przez lokalny odczyt danych dobowo-godzinowych przez właściwe służby OSD – raz w miesiącu nie później niż do 5 dni po zakończeniu miesiąca.
- C.5.5. W przypadku zmiany URB lub sprzedawcy przez URD zostaną przeprowadzone następujące czynności związane z odczytem układów pomiarowo-rozliczeniowych:
- a) dla użytkowników systemu zaliczonych do kategorii A1, A2 lub B zostaną wykonane standardowe procedury wynikające z pkt. C.5.1 lub C.5.2. Granicznym terminem pozyskania danych pomiarowych jest doba „n+1” po zmianie URB lub sprzedawcy przez URD;
 - b) dla użytkowników systemu zaliczonych do kategorii C2 zostaną wykonane standardowe procedury wynikające z pkt. C.5.3. Granicznym terminem pozyskania danych pomiarowych jest doba „n+1” dla układów wyposażonych w urządzenia do transmisji danych oraz 5 dni dla układów nie wyposażonych w urządzenia do transmisji danych, po zmianie URB lub sprzedawcy przez URD;
 - c) dla użytkowników systemu zaliczonych do kategorii C1 zostaną wykonane standardowe procedury wynikające z pkt. C.5.4. Granicznym terminem pozyskania danych pomiarowych jest 5 dni po zmianie URB lub sprzedawcy przez URD;
- C.5.6. OSD zobowiązany jest do przekazywania danych pomiarowych do OSP w zakresie i na zasadach określonych w umowie z OSP.
- C.5.7. OSD zobowiązany jest do przekazywania danych pomiarowych podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe URD na zasadach i w terminach

określonych w umowie dystrybucyjnej.

D. ZASADY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE URD

- D.1. Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) działający na obszarze OSD, do którego sieci jest przyłączony Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest odpowiedzialny za bilansowanie handlowe URD na Rynku Bilansującym (RB) w ramach swojej Jednostki Grafikowej (JG), chyba że dany URD wskaże bezpośrednio lub pośrednio innego Uczestnika Rynku Bilansującego (URB) odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe na RB. URD i wskazany przez niego URB są zobowiązani do dopełnienia procedur i warunków zawartych w niniejszej Instrukcji oraz do powiadomienia OSD w formie pisemnej o ww. działaniach.
- D.2. URD ma prawo wskazać OSD Uczestnika Rynku Bilansującego (URB) innego niż Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) działający na obszarze OSD, który to URB w ramach swojej Jednostki Grafikowej (JG), będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe URD na Rynku Bilansującym (RB).
- D.3. Warunkiem do dokonania zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD są odpowiednie zapisy w umowach pomiędzy:
- 1) URD i:
 - a) OSD,
 - b) Odbiorcą sieciowym (URB_{SD}) lub URB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD,
 - c) URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD,
- oraz
- 2) OSP i:
 - a) Odbiorcą sieciowym (URB_{SD}) lub URB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD,
 - b) URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD,
 - c) OSD,
- oraz
- 3) OSD i URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD.
- D.4. URD, Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) lub URB przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD oraz URB przejmujący tą odpowiedzialność są zobowiązani do bezzwłocznego powiadomienia OSD w formie pisemnej o podpisaniu aneksów do umów, o których mowa w p.D.3.
- D.5. Zmiana przyporządkowania danego URD do podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe następuje z datą wejścia w życie odpowiednich zapisów umowy, o której mowa w pkt.D.3.2. lit. c).

- D.6. OSP ma obowiązek skutecznego poinformowania OSD oraz URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD, z minimum 30 dniowym wyprzedzeniem, o planowanym zaprzestaniu działalności na Rynku Bilansującym przez URB. OSD niezwłocznie po uzyskaniu ww. informacji powiadamia URD o obowiązku wskazania nowego URB, który przejmie odpowiedzialność za jego bilansowanie handlowe. Wskazanie to oraz potwierdzenie przez wskazanego URB przejęcia odpowiedzialności za bilansowanie URD musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego URB.
- D.7. W przypadku, gdy URB wskazany przez URD będącego wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe zaprzestanie działalności na Rynku Bilansującym (RB), odpowiedzialność za bilansowanie handlowe tego URD przechodzi na nowego URB, wskazanego przez URD zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD, lub w przypadku nie wskazania takiego URB, na URB_{SD} zgodnie z warunkami Umowy, o których mowa w pkt. A.4.3.2. lit. p). Przejęcie odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URD następuje z dniem zaprzestania działalności dotychczasowego URB na Rynku Bilansującym, z zastrzeżeniem pkt, D.3.
- D.8. URB odpowiedzialny za bilansowanie handlowe URD jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania URD, ich Sprzedawców oraz OSD o zaprzestaniu działalności na RB.
- D.9. Jeżeli zgodnie z p.D.7. odpowiedzialność za bilansowanie handlowe danego URD przejęta została przez nowego URB, a dany URD nie posiada zawartych Umów Sprzedaży Energii, do czasu ich zawarcia i zgłoszenia, sprzedaż i zakup energii elektrycznej przez URB na rzecz URD realizowana jest na zasadach określonych w umowie zawartej pomiędzy URD i nowym URB.

E. ZASADY ZMIANY SPRZEDAWCY

E.1. WYMAGANIA OGÓLNE

- E.1.1. Zasady zmiany sprzedawcy lub przedsiębiorstwa obrotu (zwanym dalej „sprzedawcą”) zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą odbiorców uprawnionych do korzystania z prawa wyboru sprzedawcy.
- E.1.2. Sprzedawca zamierzający sprzedawać energię elektryczną na obszarze działania określonego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), jest zobowiązany zawrzeć z tym operatorem generalną umowę dystrybucyjną. Generalna umowa dystrybucyjna reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą a OSD oraz dotyczy wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Umowa ta w szczególności reguluje:
- a) terminy i zasady zgłaszaniem umów sprzedaży do realizacji,
 - b) zasady obejmowania nią kolejnych odbiorców i związania stron w tym zakresie,

- c) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów sprzedaży zawieranych przez sprzedawcę z odbiorcami,
 - d) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
 - e) wskazanie URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe oraz zasady i warunki jego zmiany,
 - f) zasady wstrzymywania dostarczania energii odbiorcom,
 - g) zakres i zasady przekazywania danych dotyczących odbiorców, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
 - h) zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD.
- E.1.3. Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Odczyt ten dokonywany jest na dzień zmiany sprzedawcy, maksymalnie z pięciodniowym opóźnieniem.
- E.1.4. Zmiana sprzedawcy dokonywana jest z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów dotyczących zasad wypowiedzenia, przy czym:
- a) dla odbiorców grupy taryfowej C – ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę może wynieść do dwóch w ciągu kolejnych 12 miesięcy,
 - b) dla odbiorców grupy taryfowej G – ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę może wynieść do dwóch w ciągu kolejnych 12 miesięcy,
 - c) proces zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej) nie może przekroczyć 60 dni, licząc od momentu zgłoszenia umowy sprzedaży przez sprzedawcę lub odbiorcę, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w pkt. E.2. i zgodnie z algorytmem przedstawionym w pkt. E.4.,
 - d) w przypadku kolejnej zmiany sprzedawcy przez URD korzystającego z prawa wyboru sprzedawcy, proces zmiany sprzedawcy nie może przekroczyć 30 dni, licząc od dnia zgłoszenia umowy sprzedaży przez sprzedawcę lub odbiorcę, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w pkt. E.3 i zgodnie z algorytmem przedstawionym w pkt. E.5.,
 - e) okresy, o których mowa w lit. c) i d) uwzględniają czas trwania procesu weryfikacji zgłoszeń, o którym mowa w pkt. B.2.1.

E.2. ZASADY ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ DOTYCHCZASOWEGO ODBIORCĘ PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNEGO ZINTEGROWANEGO PIONOWO (SPÓŁKI DYSTRYBUCYJNEJ)

- E.2.1. Odbiorca dokonując wyboru sprzedawcy, zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej. Umowa ta winna zawierać klauzulę, iż wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania umowy odbiorcy z przedsiębiorstwem energetycznym zintegrowanym pionowo (spółką dystrybucyjną) oraz z dniem wejścia w życie umowy dystrybucyjnej o której mowa w p.E.2.4., nie wcześniej jednak niż w terminie określonym w p.E.2.5.

- E.2.2. Warunkiem realizacji umowy sprzedaży o której mowa w p.E.2.1., jest istnienie generalnej umowy dystrybucyjnej, o której mowa w p.E.1.2. zawartej pomiędzy wybranym przez odbiorcę sprzedawcą a OSD, a także umowy dystrybucyjnej, o której mowa w p.E.2.4.
- E.2.3. Po zawarciu umowy sprzedaży energii, o której mowa w p.E.2.1., odbiorca informuje w formie pisemnej OSD o tej okoliczności.
Sprzedawca potwierdza OSD fakt zawarcia umowy sprzedaży z odbiorcą (zgłoszenie umowy), na zasadach określonych w generalnej umowie dystrybucyjnej.
- E.2.4. W celu realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w p.E.2.1. odbiorca zawiera z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji. Umowa ta, oprócz wymagań określonych w p.A.4.3.2., powinna zawierać co najmniej następujące elementy:
a) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania,
b) termin wejścia w życie, który powinien być tożsamy z terminem rozwiązania umowy z przedsiębiorstwem energetycznym zintegrowanym pionowo (spółką dystrybucyjną).
- E.2.5. Rozwiązanie dotychczasowej umowy pomiędzy odbiorcą i przedsiębiorstwem energetycznym zintegrowanym pionowo (spółką dystrybucyjną) dokonywane jest na ostatni dzień miesiąca kalendarzowego. Rozwiązanie to odbywa się na zasadach oraz w terminach zapisanych w tej umowie, za wypowiedzeniem złożonym przez odbiorcę lub na mocy porozumienia stron, określając w tym przypadku termin jej rozwiązania w ten sposób, aby możliwe było dokonanie odczytów i rozliczeń odbiorcy przez przedsiębiorstwo energetyczne zintegrowane pionowo (spółkę dystrybucyjną). Termin ten nie może być wcześniejszy niż ostatni dzień miesiąca następującego po miesiącu, w którym odbiorca skutecznie poinformował OSD o zawarciu z nowym sprzedawcą umowy sprzedaży energii, a ten sprzedawca zgłosił tę umowę do OSD, zgodnie z p.E.2.3.

E.3. ZASADY ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

- E.3.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez odbiorcę jest:
a) istnienie generalnej umowy dystrybucyjnej, o której mowa w p.E.1.2., zawartej pomiędzy OSD, a kolejnym sprzedawcą danego odbiorcy,
b) istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w p.E.2.4., zawartej pomiędzy OSD, a odbiorcą.
- E.3.2. Odbiorca dokonując wyboru kolejnego sprzedawcy, 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, nie wcześniej jednak niż w terminie określonym w p.E.3.4.
- E.3.3. Odbiorca i jego kolejny sprzedawca zgłaszają do OSD (na zasadach opisanych w p.E.2.3.) fakt zawarcia ze sobą umowy sprzedaży.
- E.3.4. Zasady wchodzenia w życie umowy zawartej przez odbiorcę z jego kolejnym sprzedawcą regulowane będą w generalnej umowie dystrybucyjnej. Powinny one

zostać tak sformułowane, aby umożliwić dotychczasowemu sprzedawcy końcowe rozliczenie odbiorcy na podstawie danych pomiarowych udostępnionych przez OSD.

Zmiana sprzedawcy (tj. wejście w życie umowy sprzedaży z kolejnym sprzedawcą) może nastąpić z pierwszym dniem miesiąca kalendarzowego, lecz nie później niż w okresie 60 dni od ostatniego z następujących zdarzeń:

- a) skutecznego poinformowania OSD przez kolejnego sprzedawcę o podpisaniu umowy sprzedaży z odbiorcą, na zasadach określonych w generalnej umowie dystrybucyjnej,
- b) skutecznego poinformowania OSD przez odbiorcę w formie pisemnej, o zawarciu umowy sprzedaży z kolejnym sprzedawcą.

E.3.5. OSD dokonuje weryfikacji zgłoszeń o których mowa w p.E.3.4., przyjmuje umowę do realizacji i powiadamia dotychczasowego sprzedawcę o dacie wejścia w życie nowej umowy sprzedaży, na zasadach opisanych w generalnej umowie dystrybucyjnej.

E.4. ALGORYTM ZMIANY SPRZEDAWCY STOSOWANY W PRZYPADKU PIERWSZEJ ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

E.4.1. Przyjęcie zgłoszenia zmiany sprzedawcy od odbiorcy oraz od nowego sprzedawcy. Sprzedawca może dokonać zgłoszenia w imieniu odbiorcy na podstawie jego upoważnienia do złożenia takiego zgłoszenia.

E.4.2. Powiadomienie odbiorcy oraz nowego sprzedawcy o przyjęciu lub odrzuceniu zgłoszenia zmiany sprzedawcy dla danego odbiorcy w ciągu 5 dni roboczych od daty otrzymania zgłoszeń od wszystkich stron umowy sprzedaży.

E.4.3. Rozwiązanie dotychczasowej umowy pomiędzy odbiorcą i przedsiębiorstwem energetycznym zintegrowanym pionowo (spółką dystrybucyjną) oraz zawarcie przez OSD umowy dystrybucyjnej z odbiorcą.

E.4.4. Zawarcie umowy dystrybucyjnej przez OSD z nowym sprzedawcą.

E.4.5. Zawarcie przez URB_{SD} umowy o bilansowanie z odbiorcą, która będzie aktywna w przypadku wskazania przez odbiorcę URB_{SD} jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie lub w przypadku, kiedy podmiot wskazany przez odbiorcę zaprzestanie działalności jako URB.

E.4.6. Jeśli odbiorca korzystający z prawa wyboru sprzedawcy zawarł umowę o bilansowanie z innym niż URB_{SD} Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB), URD oraz URB (podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe) zgłaszają do OSD informację o zawarciu umowy bilansowania handlowego.

URB może dokonać zgłoszenia w imieniu odbiorcy na podstawie jego upoważnienia do złożenia takiego zgłoszenia.

E.4.7. Zawarcie umowy dystrybucyjnej przez OSD z URB odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD

E.4.8. Spełnienie wymagań zawartych w części D, E.1 oraz E.2.

E.4.9. Przypisanie fizycznego punktu pomiarowego (FPP) danego odbiorcy do nowego sprzedawcy i powiadomienie przez OSD nowego i dotychczasowego sprzedawcy

oraz URB odpowiedzialnego za bilansowanie Odbiorcy o dokonaniu zmian w rejestracji fizycznych punktów pomiarowych, najpóźniej 5 dni przed wejściem w życie nowej umowy sprzedaży.

- E.4.10 Odczyt układu pomiarowo-rozliczeniowego danego odbiorcy na dzień wejścia w życie nowej umowy sprzedaży, maksymalnie 5 dni po wejściu w życie nowej umowy oraz przekazanie danych pomiarowych odbiorcy oraz nowemu i dotychczasowemu sprzedawcy.

E.5. ALGORYTM ZMIANY SPRZEDAWCY STOSOWANY W PRZYPADKU KOLEJNEJ ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

- E.5.1. Przyjęcie zgłoszenia zmiany sprzedawcy od odbiorcy oraz od nowego sprzedawcy. Sprzedawca może dokonać zgłoszenia w imieniu odbiorcy na podstawie jego upoważnienia do złożenia takiego zgłoszenia.
- E.5.2. Powiadomienie odbiorcy oraz dotychczasowego i nowego sprzedawcy o przyjęciu lub odrzuceniu zgłoszenia zmiany sprzedawcy dla danego odbiorcy w ciągu 5 dni roboczych od daty otrzymania zgłoszeń od wszystkich stron kolejnej umowy sprzedaży.
- E.5.3. Wskazanie przez odbiorcę ewentualnej zmiany URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe.
- E.5.4. Zawarcie umowy lub aneksu do umowy dystrybucyjnej przez OSD z nowym sprzedawcą.
- E.5.5. Zawarcie umowy lub aneksu do umowy dystrybucyjnej przez OSD z nowym URB.
- E.5.6. Spełnienie wymagań zawartych w części D, E.1 oraz E.3.
- E.5.7. Przepisanie fizycznego punktu pomiarowego (FPP) danego odbiorcy do nowego sprzedawcy i powiadomienie przez OSD nowego i dotychczasowego sprzedawcy oraz URB odpowiedzialnego za bilansowanie Odbiorcy o dokonaniu zmian w rejestracji fizycznych punktów pomiarowych, najpóźniej 5 dni przed wejściem w życie nowej umowy sprzedaży.
- E.5.8. Odczyt układu pomiarowo-rozliczeniowego danego odbiorcy na dzień wejścia w życie nowej umowy sprzedaży, maksymalnie 5 dni po wejściu w życie nowej umowy oraz przekazanie danych pomiarowych odbiorcy oraz nowemu i dotychczasowemu sprzedawcy.

E.6. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- E.6.1. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz potencjalnym użytkownikom w zakresie przyłączania do sieci oraz świadczonych usług dystrybucyjnych, a w szczególności odbiorcom na temat zasad i procedury zmiany sprzedawcy.
- E.6.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:
- a) na stronach internetowych OSD;
 - b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSD;
 - c) poprzez ogłoszenia prasowe;

- d) w siedzibie OSD;
- e) w siedzibach Rejonów energetycznych;
- f) na tablicach ogłoszeń w siedzibie OSD oraz rejonów i posterunków energetycznych lub innych powszechnie przyjętych miejscach.

E.6.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:

- a) listownie na adres OSD;
- b) pocztą elektroniczną;
- c) faksem;

lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.

E.6.4. 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) 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.

E.6.5. 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. ZASADY WYZNACZANIA I PRZYDZIELANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

- F.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 poniżej 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej.

Wykaz profili dostępnych dla odbiorców profilowych zestawiono w tablicy TF.1.

Profile zużycia wyznaczone w jednostkach względnych są określone w tablicy TF.2.

- F.2. Zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia dotyczą URD rozliczanych wg. taryfy których układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestrację profilu zużycia.
- F.3. Dla URD, o których mowa w pkt. F.2., OSD przydziela odpowiedni, standardowy profil zużycia zgodnie z grupą taryfową, do której dany odbiorca jest zakwalifikowany, określoną w umowie o świadczenie usług dystrybucji.
- F.4. Rzeczywista ilość energii elektrycznej w godz. h 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.

...

...

...

...

...

...

G. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- G.1. Operator systemu dystrybucyjnego identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- G.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:
- ograniczenia elektrowniane,
 - ograniczenia sieciowe.
- G.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - działanie siły wyższej,
 - realizację polityki energetycznej państwa.
- G.4. Operator systemu dystrybucyjnego identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- G.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSD na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- G.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.
- G.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- G.8. Operator systemu dystrybucyjnego 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.
- G.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.

- G.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 operatorem systemu przesyłowego oraz innymi OSD.
- G.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV „Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego” lub, w porozumieniu z OSP, zmienia punkty pracy jednostek wytwórczych nie będących JWCD, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej podległej OSD, uwzględniając zapisy zawarte w Części ogólnej IRiESD rozdział VI „Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej”.

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- H.1. Reklamacje powstałe na gruncie niniejszej część IRiESD lub w związku z nią powinny być zgłaszane na piśmie, w terminie nie dłuższym niż 14 dni od zaistnienia okoliczności stanowiących podstawę reklamacji, za wyjątkiem sytuacji dotyczących korygowania rozliczeń.
- H.2. Reklamacje powinny być wnoszone w formie pisemnej i przesyłane pocztą lub faksem na następujący adres:
ZEORK S.A.
Al. Marszałka Piłsudskiego 51
26 – 110 Skarżysko – Kamienna
fax: (0-41) 252 63 15
- H.3. W reklamacji należy wskazać dane adresowe strony postępowania, datę zaistnienia i dokładny opis okoliczności stanowiących podstawę reklamacji, przyczynę reklamacji wraz z uzasadnieniem oraz dokumenty uzasadniające żądanie. Jeśli dokumenty uzasadniające żądanie nie są w posiadaniu OSD kopie dokumentów reklamacji powinny być załączone do reklamacji.
- H.4. Termin na rozstrzygnięcie reklamacji wynosi 14 dni. Odpowiedź OSD na reklamacje udzielana jest w formie pisemnej i przesyłana faksem, a następnie pocztą.
- H.5. Jeżeli OSD nie uwzględnił reklamacji w całości lub części, strona postępowania ma prawo w terminie 14 dni od otrzymania odpowiedzi zgłosić do OSD pisemny wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji zawierający uzasadnienie faktyczne i prawne zgłaszanego żądania oraz nazwiska przedstawicieli upoważnionych do prowadzenia bezpośrednich negocjacji.
- H.6. Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji rozstrzyga OSD w terminie nie przekraczającym 60 dni od daty jego zgłoszenia. OSD może uwzględnić reklamację w całości lub części lub utrzymać swoje poprzednie stanowisko zawarte w

- odpowiedzi na reklamację.
- H.7. Operator Systemu Dystrybucyjnego rozpatruje wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji po przeprowadzeniu bezpośrednich negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami strony postępowania, zgłaszającej ten wniosek.
- H.8. Rozstrzygnięcie wniosku OSD przesyła stronie postępowania faksem a następnie pocztą.
- H.9. Reklamacje prowadzące do sporu z OSD powstałe na gruncie niniejszej części Instrukcji lub w związku z nim, które nie zostaną uwzględnione w trakcie powyższego postępowania reklamacyjnego będą rozstrzygane przez sąd zgodnie z zapisem zawartym w wiążącej strony Umowie.
- H.10. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisem zawartym w Umowie musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

Tablica TF.1

Wykaz profili zużycia dla odbiorców profilowych.

Nazwa profilu	Zakwalifikowanie odbiorcy
Profil G11	Obiorcy grupy G11 spełniający warunki: odbiorcy bytowo-komunalni, licznik jednostrefowy
Profil G12	Obiorcy grupy G12 spełniający warunki: odbiorcy bytowo-komunalni, licznik dwustrefowy
Profil C11	Obiorcy grupy C11 spełniający warunki: lokal usługowy zasilanie 1;3-faz. licznik jednostrefowy
Profil C12a	Obiorcy grupy C12a spełniający warunki: lokal usługowy licznik dwustrefowy (szczyt i pozaszczyt)
Profil C12b	Obiorcy grupy C12b spełniający warunki: lokal usługowy licznik dwustrefowy (dzień i noc)

Tablica TF.2

Profile zużycia energii

Godzina doby	PROFIL				
	G11	G12	C11	C12a	C12b
1	3,49	4,00	2,95	3,13	4,12
2	3,07	3,58	2,82	3,02	3,93
3	2,81	3,33	2,72	2,97	3,87
4	2,66	3,21	2,66	2,89	3,76
5	2,61	3,19	2,63	2,74	3,68
6	2,73	3,28	2,80	2,81	3,64
7	3,12	3,49	3,12	3,19	3,77
8	3,65	3,73	3,58	3,59	4,19
9	4,13	3,96	4,29	4,02	4,44
10	4,48	4,11	5,04	4,44	4,64
11	4,69	4,17	5,55	4,69	4,63
12	4,73	4,19	5,83	5,07	4,72
13	4,77	4,30	5,94	5,28	4,72
14	4,85	4,95	5,86	5,40	4,91
15	4,72	4,96	5,72	5,42	4,84
16	4,71	4,39	5,53	5,39	4,55
17	4,71	4,23	5,34	5,33	4,21
18	4,90	4,35	4,96	5,18	3,88
19	5,09	4,59	4,49	4,89	3,78
20	5,14	4,78	4,12	4,66	3,77
21	5,16	4,81	3,89	4,48	3,82
22	5,01	4,85	3,68	4,24	3,95
23	4,70	4,95	3,40	3,80	4,07
24	4,07	4,60	3,15	3,37	4,11
Razem	100	100	100	100	100

