

*ZAK Spółka Akcyjna.*

**PROJEKT DO KONSULTACJI**

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ  
- CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA:**

**BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄ-  
DZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI**

Wchodzi w życie z dniem: .....

# SPIS TREŚCI

<b>1</b>	<b>POSTANOWIENIA WSTĘPNE.....</b>	<b>3</b>
1.1	ZASADY STOSOWANIA INSTRUKCJI .....	3
1.2	UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE.....	4
1.3	ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY .....	5
1.4	OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO .....	6
1.5	WARUNKI UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA .....	6
1.6	ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH.....	9
<b>2</b>	<b>PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....</b>	<b>12</b>
2.1	OGÓLNE ZASADY .....	12
2.2	WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ .....	12
<b>3</b>	<b>ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH .....</b>	<b>13</b>
3.1	WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO- ROZLICZENIOWYCH .....	13
3.2	WYZNACZENIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH, GDY ZAK Spółka Akcyjna JEST BEZPOŚREDNIM UCZESTNIKIEM RYNKU BILANSUJĄCEGO. ....	14
3.3	WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH W PRZYPADKU, GDY ZAK Spółka Akcyjna NIE JEST BEZPOŚREDNIM UCZESTNIKIEM RYNKU BILANSUJĄCEGO, A PROCES BILANSOWANIA ODBYWA SIĘ ZA POŚREDNICTWEM OSD NADRZĘDNEGO. ....	16
3.4	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO- ROZLICZENIOWYCH .....	18
<b>4</b>	<b>ZASADY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE.....</b>	<b>22</b>
4.1	WYMAGANIA OGÓLNE .....	22
<b>5</b>	<b>ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA.....</b>	<b>24</b>
5.1	ZASADY OGÓLNE .....	24
<b>6</b>	<b>PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY .....</b>	<b>26</b>
6.1	WYMAGANIA OGÓLNE .....	26
6.2	PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ DOTYCHCZASOWEGO ODBIORCĘ ZAK Spółka Akcyjna (PIERWSZA ZMIANA SPRZEDAWCY).....	26
6.3	PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ (KOLEJNA ZMIANA SPRZEDAWCY) 27	
6.4	ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW .....	28
<b>7</b>	<b>ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.....</b>	<b>29</b>
7.1	GŁÓWNE ZASADY I POJĘCIA .....	29
<b>8</b>	<b>POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE .....</b>	<b>30</b>
8.1	ZASADY POSTĘPOWANIA .....	30
<b>9</b>	<b>ZESTAWIENIE SKRÓTÓW UŻYTYCH W INSTRUKCJI .....</b>	<b>31</b>

# 1 POSTANOWIENIA WSTĘPNE

## 1.1 ZASADY STOSOWANIA INSTRUKCJI

- 1.1.1 Niniejsza instrukcja została opracowana dla dwóch alternatywnych przypadków funkcjonowania ZAK Spółka Aakcyjna na rynku bilansującym:
- gdy ZAK Spółka Aakcyjna (działając, jako przedsiębiorstwo obrotu oraz OSD) jest bezpośrednim uczestnikiem rynku bilansującego,
  - gdy ZAK Spółka Aakcyjna nie jest bezpośrednim uczestnikiem rynku bilansującego.
- 1.1.2 W przypadku, o którym mowa w punkcie 1.1.1.b proces bilansowania odbywa się w sposób pośredni, za pośrednictwem OSD nadrzędnego tj. przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego status Operatora Systemu Dystrybucyjnego, do sieci którego przyłączona jest ZAK Spółka Aakcyjna.  
W dniu wejścia w życie niniejszej instrukcji OSD nadrzędnym jest, **EnergiaPro S.A.** Oddział Opole. URD z obszaru ZAK Spółka Aakcyjna widziani są, przez OSD nadrzędnego jako zbiór wirtualnych URB, przy czym liczebność tego zbioru jest iloczynem jego sprzedawców i liczby POB działających w obszarze ZAK Spółka Aakcyjna.
- 1.1.3 Informacja o aktualnym statusie ZAK Spółka Aakcyjna na rynku bilansującym znajduje się na stronie internetowej [www.zak.com.pl](http://www.zak.com.pl) oraz [www.zak.eu](http://www.zak.eu).
- 1.1.4 ZAK Spółka Aakcyjna jako Operator Pomiarów.
- 1.1.4.1 ZAK Spółka Aakcyjna działając, jako Operator Systemu Dystrybucyjnego spełnia funkcję Operatora Pomiarów.
- 1.1.4.2 W przypadku, gdy ZAK Spółka Aakcyjna jest bezpośrednim uczestnikiem rynku bilansującego dane pomiarowe są przekazywane do OSP zgodnie z IRiESP.
- 1.1.4.3 W przypadku, gdy ZAK Spółka Aakcyjna nie jest bezpośrednim uczestnikiem rynku bilansującego dane pomiarowe dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym przekazywane są do właściwego OSD, zgodnie z IRiESD-Bilansowanie tego OSD oraz sprzedawcom i POB zgodnie z punktem 3.3.7.
- 1.1.4.4 Stan opisany w punkcie 1.1.4.3. jest uregulowany umową z:
- Właściwym OSD,
  - OSP, dla zachowania zgodności z art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. b) ustawy - Prawo energetyczne.
- 1.1.4.5 Umowa, o której mowa w punkcie 1.1.4.4.a) określać powinna co najmniej:
- zasady agregowania i przekazywania danych pomiarowych,
  - zasady i tryb wymiany informacji, w tym informacji umożliwiających dokonanie przez OSD weryfikacji sprzedawców i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie.

## 1.2 UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

- 1.2.1 Uwarunkowania formalno-prawne części szczegółowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej -bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESD-Bilansowanie) wynikają z następujących dokumentów:
- ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
  - koncesji ZAK Spółka Akcyjna na dystrybucję energii elektrycznej – Decyzja Prezesa URE: **nr PEE/83/564/U/OT-6/98/MB wydana 08.12.1998r. ze zmianami nr PEE/83/S/564/U/3/99 z dnia 23.09.1999r. i nr DEE/83-ZTO/564/W/OWR/2007/HC z dnia 04.09.2007r. i nr DEE/83-ZTO-A/564/W/OWR/2009/HK z dnia 03.06.2009r.; ważna/obowiązuje na okres do 31.12.2025r.**
  - decyzji Prezesa URE z dnia ..... 200... roku o wyznaczeniu ZAK Spółka Akcyjna Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego,
  - Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP),
  - Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSD nadrzędnego, o którym mowa w punkcie 1.1.2 (IRiESD).
- 1.2.2 IRiESD-Bilansowanie uwzględnia postanowienia IRiESP opracowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), umożliwiając podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej uczestnicstwo w rynku bilansującym. IRiESD-Bilansowanie uwzględnia także postanowienia IRiESD-Bilansowanie opracowanej przez OSD nadrzędnego.
- 1.2.3 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).
- 1.2.4 IRiESD-Bilansowanie, jak również wszelkie zmiany tej części IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- 1.2.5 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.
- 1.2.6 Data wejścia w życie IRiESD-Bilansowanie jest wpisywana na jej stronie tytułowej.
- 1.2.7 Zmiana IRiESD-Bilansowanie przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD-Bilansowanie albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD-Bilansowanie.
- 1.2.8 Każda zmiana IRiESD-Bilansowanie jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- 1.2.9 Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- przyczynę aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,
  - zakres aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,
  - nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD-Bilansowanie lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.

- 1.2.10 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.
- 1.2.11 Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.
- 1.2.12 Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:
- dokonuje analizy otrzymanych uwag,
  - opracowuje nową wersję IRiESD-Bilansowanie albo Kartę 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 procesu konsultacji.
- 1.2.13 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.
- 1.2.14 IRiESD jest regulaminem w rozumieniu art. 384 §1 Kodeksu cywilnego.

### **1.3 ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY**

- 1.3.1 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:
- podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
  - zasady kodyfikacji podmiotów,
  - procedury powiadamiania o umowach sprzedaży energii elektrycznej i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,
  - wymagania dla układów pomiarowo rozliczeniowych,
  - zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych,
  - procedury zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
  - procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
  - zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
  - postępowanie reklamacyjne,
  - zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia.
- 1.3.2 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. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej.

- 1.3.3 Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi systemu dystrybucyjnego określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:
- Operatorów Systemów Dystrybucyjnych,
  - odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
  - uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD,
  - sprzedawców,
  - Operatorów Handlowych i Handlowo-Technicznych reprezentujących podmioty wymienione w punktach a) do d) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD.

#### **1.4 OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO**

- 1.4.1 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.
- 1.4.2 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.
- 1.4.3 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.
- 1.4.4 Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- 1.4.5 POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w umowie o świadczenie usług dystrybucji z OSD.
- 1.4.6 Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie w punkcie nr 4. W sytuacji opisanej w punkcie 1.1.1.b) zmiana POB odbywa się na zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie, o ile nie są one odmienne od zasad przyjętych przez OSD nadrzędnego. Wówczas stosowane są odpowiednio postanowienia IRiESD-Bilansowanie tego OSD.
- 1.4.7 Podstawą dokonania zmiany, o której mowa w punkcie 1.4.6, jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSD, sprzedawcą, wytwórcą, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe a także, jeżeli jest to niezbędne z OSD nadrzędnym zgodnie z zasadami opisanymi w punkcie nr4.
- 1.4.8 Informacja o sprzedawcach, o którym mowa w art. 5 ust. 2a pkt 1 lit. b ustawy - Prawo energetyczne (zwanym dalej „sprzedawcami rezerwowymi”) działających na terenie OSD, jest zamieszczona na stronie internetowej OSD pod adresem: [www.zak.com.pl](http://www.zak.com.pl).

#### **1.5 WARUNKI UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA**

- 1.5.1 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 speł-

nienia przez te podmioty wymagań realizacyjnych ustalonych w IRiESD i umowach dystrybucji, jeśli to niezbędne także w IRiESD-Bilansowanie opracowanej przez OSD nadrzędnego.

- 1.5.2 Wytwórcy, odbiorcy, sprzedawcy oraz przedsiębiorstwa obrotu mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy, sprzedawcy lub przedsiębiorstwa obrotu muszą posiadać zawartą z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji.
- 1.5.3 Warunki i wymagania formalno-prawne.
- 1.5.3.1 OSD, z zachowaniem wymagań punktu 1.5.3.5 realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:
- uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,
  - zawarciu przez URD umowy o świadczenie usług dystrybucji,
  - zawarciu przez URD typu odbiorca ( $URD_o$ ), umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą umowę generalną o świadczenie usług dystrybucji z OSD, a w przypadku opisanym w punkcie 1.1.1.b) także z OSD nadrzędnym.
  - zawarcia przez URD typu wytwórcy ( $URD_w$ ), umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę generalną o świadczenie usług dystrybucji z OSD, a w przypadku opisanym w punkcie 1.1.1.b) także z OSD nadrzędnym.
- 1.5.3.2 Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD, spełnia wymagania określone w art. 5 ust. 2 pkt 2 i ust. 2a) pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne oraz powinna zawierać, co najmniej następujące elementy:
- zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD-Bilansowanie,
  - wskazanie POB oraz zasad jego zmiany - w przypadku URD typu wytwórcy,
  - algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Dostarczania Energii (PDE),
  - oznaczenie wybranego przez odbiorcę sprzedawcy (posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSD oraz w sytuacji, o której mowa w punkcie 1.1.1.b) umowę z OSD nadrzędnym), z którym ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej oraz zasady zmiany tego sprzedawcy,
  - w przypadku, o którym mowa w punkcie 1.1.1.b) umowa powinna również zawierać zobowiązanie stron do stosowania IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego, w zakresie nieuregulowanym niniejszą IRiESD.
- 1.5.3.3 W sytuacji opisanej w punkcie 1.1.1.a) POB jest zobowiązany do posiadania umowy dystrybucyjnej z OSD oraz dopełnienia procedur i warunków zawartych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez OSD z POB spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2) pkt 2 oraz powinna zawierać, co najmniej następujące elementy:
- oświadczenie POB o zawarciu umowy o świadczenie usług przesyłowych z OSP umożliwiającej działalność na rynku bilansującym,
  - kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
  - dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
  - datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
  - osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
  - warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSD,
  - wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
  - wykaz sprzedawców i wytwórców, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,
  - zobowiązania stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej

- IRiESD-Bilansowanie,
- j) algorytm wyznaczania energii rzeczywistej w Miejscach Dostarczania Rynku Bilansującego (MB),
  - k) zasady rozwiązywania umowy, w tym w przypadku zawieszenia przez OSP działalności POB na rynku bilansującym.
- 1.5.3.4 W sytuacji opisanej w punkcie 1.1.1.b) POB jest zobowiązany do zawarcia umowy dystrybucyjnej z OSD nadrzędnym oraz dopełnienia procedur i warunków zawartych w IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego. Zawartość umowy dystrybucyjnej z OSD nadrzędnym powinna wynikać z IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego. POB zobowiązany jest dodatkowo zawrzeć z OSD umowę świadczenia usług dystrybucji zawierających, co najmniej następujące elementy:
- a) nazwę i dane adresowe podmiotu,
  - b) oświadczenie o zawarciu umowy świadczenia usług dystrybucji z OSD nadrzędnym, umożliwiające działalność na rynku detalicznym,
  - c) kod identyfikacyjny podmiotu na Rynku Bilansującym,
  - d) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli jest taki wymóg prawny,
  - e) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
  - f) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
  - g) wykaz sprzedawców i wytwórców, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,
  - h) oświadczenie o akceptacji danych pomiarowych dostarczonych przez OSD tak, jakby były dostarczone przez OSD nadrzędnego.
- 1.5.3.5 W sytuacji opisanej w punkcie 1.1.1.a) podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego, posiadający zawartą z tym OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji (zwaną dalej „generalną umową dystrybucji”) może pełnić funkcję sprzedawcy, w tym sprzedawcy rezerwowego, po uzgodnieniu 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 pkt 2 i ust. 2a) pkt 3 oraz powinna zawierać, co najmniej następujące elementy:
- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
  - b) warunki 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 przepisach ustawy – Prawo energetyczne i 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 (MDD),
  - l) zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD-Bilansowanie,

m) zasady rozwiązania umowy, w tym w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy.

1.5.3.6 W sytuacji opisanej w punkcie 1.1.1.b) sprzedawca, o którym mowa w punkcie 1.5.3.5 jest zobowiązany do posiadania generalnej umowy dystrybucyjnej z OSD nadrzędnym, oraz dopełnienia procedur i warunków zawartych w IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego. Zawartość generalnej umowy dystrybucyjnej z OSD nadrzędnym powinna wynikać z IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego. Sprzedawca zobowiązany jest dodatkowo zawrzeć z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji, zawierającej, co najmniej następujące elementy:

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
- b) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- c) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD nadrzędnym oraz zasady zmiany tego podmiotu,
- d) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy zawarli umowę sprzedaży z tym sprzedawcą,
- e) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez sprzedawcę z odbiorcami,
- f) zasady wchodzenia w życie i rozwiązywania umów sprzedaży zawieranych przez odbiorców z kolejnym sprzedawcą,
- g) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe,
- h) zasady wstrzymywania przez OSD dostarczania energii do URD, w przypadkach określonych w przepisach ustawy - Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do tej ustawy,
- i) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- j) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Punktach Dostarczania Energii (PDE) i w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- k) zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD-Bilansowanie oraz IRiESD-Bilansowanie opracowanej przez OSD nadrzędnego,
- l) zasady rozwiązania umowy, w tym w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy,
- m) oświadczenie o akceptacji danych pomiarowych dostarczonych przez OSD tak, jakby były dostarczone przez OSD nadrzędnego.

## **1.6 ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH**

1.6.1 OSD bierze udział w administrowaniu konfiguracją rynku bilansującego na zasadach określonych w IRiESP oraz administruje konfiguracją Rynku Detalicznego.

1.6.2 W ramach obowiązków związanych z administrowaniem konfiguracją rynku bilansującego i detalicznego w obszarze sieci dystrybucyjnej, OSD samodzielnie lub w przypadku, o którym mowa w punkcie 1.1.1.b) we współdziałaniu z OSD nadrzędnym realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowywanie do POB określonych MB służących do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i dystrybucji,
- b) przyporządkowywanie 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 MDD 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.
- 1.6.3 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.
- 1.6.4 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 typu wytwórcza - AAAA\_KodOSD\_W\_XXXX, gdzie:  
...(oznaczenie literowe podmiotu)...\_(oznaczenie kodowe OSD)...\_W\_...  
(numer podmiotu)...,
  - b) URD typu odbiorca - AAAA\_KodOSD\_O\_XXXX, gdzie:  
...(oznaczenie literowe podmiotu)...\_(oznaczenie kodowe OSD)...\_O\_...  
(numer podmiotu)...,
  - c) Sprzedawca - AAAA\_KodOSD\_P\_XXXX, gdzie:  
...(oznaczenie literowe podmiotu)...\_(oznaczenie kodowe OSD)...\_P\_...  
(numer podmiotu)...,
- 1.6.5 Oznaczenia kodowe OSD są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy Operatorem Systemu Dystrybucyjnego i Operatorem Systemu Przesyłowego umowy o świadczenie usług przesyłowych.
- 1.6.6 Sprzedawcy nieposiadający jeszcze kodów identyfikacyjnych mogą zwrócić się do dowolnego OSD o nadanie im kodu identyfikacyjnego.
- 1.6.7 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 sprzedawcy kod identyfikacyjny.
- 1.6.8 W przypadku sprzedawców zarejestrowanych przez OSP 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.
- 1.6.9 Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji sprzedawcy odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucyjnej lub generalnej umowy dystrybucyjnej pomiędzy podmiotem oraz właściwym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego. Umowy te zawierają również niezbędne elementy, o których mowa w innych rozdziałach.
- 1.6.10 OSD nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

1.6.11 Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać:

MDD\_AAA \_XX\_XXXX\_XX (19 znaków), gdzie:

(rodzaj obiektu)\_(oznaczenie literowe POB)\_(kod typu URD w MDD)\_(numer obiektu MB)\_(numer obiektu RD),

*MDD (Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego) – określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POB a URD, gdzie:*

*<sub>F</sub>MDD – punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.*

*<sub>P</sub>MDD – punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie mających możliwości rejestracji danych godzinowych, standartowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.*

1.6.12 Kody Punktów Dostarczania Energii (PDE) mają następującą postać:

PDE\_AAAA\_KodOSD\_A\_XXXX, gdzie:

(rodzaj obiektu)\_(oznaczenie literowe podmiotu)\_(kod OSD)\_(typ URD)\_(numer podmiotu),

*PDE (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.*

1.6.13 Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać:

AAAAAA\_XX, gdzie:

(kod obiektu energetycznego)-(kod urządzenia energetycznego),

*FPP (Fizyczny Punkt Pomiarowy) – 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.*

1.6.14 Kody Punktów Poboru Energii (PPE) mają następującą postać:

AA\_KodOSD\_XXXXXXXXXX\_XX, gdzie:

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

*PPE (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. PPE może być zarówno punktem fizycznym, jak i logicznym.*

## 2 PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

### 2.1 OGÓLNE ZASADY

- 2.1.1 Powiadomienia OSD o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej dokonują:
- odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego korzystający z prawa wyboru sprzedawcy (URD<sub>o</sub>),
  - sprzedawcy mający zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z URD<sub>o</sub>.
- 2.1.2 Powiadomienia, o których mowa w punkcie 2.1.1 dokonują obie strony umowy zgodnie z procedurą określoną w punkcie 6.2 i 6.3. Powiadomienie to dokonywane jest na formularzu określonym przez OSD zawierającym co najmniej:
- strony umowy wraz z ich danymi teleadresowymi,
  - adres obiektu, którego zgłoszenie dotyczy,
  - okres obowiązywania umowy,
  - datę rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży,
  - planowane ilości energii objętej umową, w podziale na okresy określone przez OSD.
- 2.1.3 Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do niezwłocznego informowania OSD o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w punkcie 2.1.2.

### 2.2 WERYFIKACJA POWIADOMIENÍ

- 2.2.1 Operator Systemu Dystrybucyjnego dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich zgodności, w zakresie określonym w punkcie 2.1.2, w terminie nie przekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień od wszystkich stron sprzedaży energii elektrycznej. W sytuacji, o której mowa w punkcie 1.1.1.b) proces weryfikacji odbywa się z uwzględnieniem statusu sprzedawcy i POB u OSD nadrzędnego.
- 2.2.2 W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w punkcie 2.2.1, OSD przystępuje do konfiguracji Punktów Dostarczania Energii (PDE) należących do URD oraz do MDD wchodzących w skład MB przyporządkowanego POB, a w sytuacji opisanej w punkcie 1.1.1.b) do przypisanego POB sMDD, o którym mowa w 3.1.13.
- 2.2.3 Jeżeli w procesie weryfikacji zaistnieją:
- braki formalne w dokonanych powiadomieniach; lub
  - niezgodności otrzymanych informacji pomiędzy powiadomieniami wykonanymi przez strony umowy; lub
  - brak generalnej umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a sprzedawcą; lub
  - brak umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD, a wskazanym przez sprzedawcę POB, lub
  - brak powiadomienia od jednej ze stron umowy sprzedaży energii elektrycznej w terminie 5 dni roboczych od dnia otrzymania przez OSD zgłoszenia drugiej strony umowy,
- OSD informuje w terminie określonym w punkcie 2.2.1 strony umowy sprzedaży energii elektrycznej o braku możliwości jej realizacji, wskazując przyczyny odrzucenia powiadomień i informując o konieczności dokonania skorygowanego powiadomienia.
- 2.2.4 OSD dokonuje ponownej weryfikacji umowy sprzedaży energii elektrycznej wskazanej w odrzuconych zgłoszeniach, po otrzymaniu skorygowanych zgłoszeń od wszystkich stron umowy sprzedaży energii elektrycznej, w terminie określonym w punkcie 2.2.1.

### **3 ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH**

#### **3.1 WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH**

- 3.1.1 OSD pełni funkcję Operatora Pomiarów i administruje danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej. OSD może zlecić realizację funkcji Operatora Pomiarowego innemu podmiotowi.
- 3.1.2 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:
- eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
  - akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych na obszarze działania OSD,
  - wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych fizycznych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej określonych w rozdziale 1.6,
  - agregacja ilości dostarczanej energii elektrycznej w poszczególnych wirtualnych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej określonych w rozdziale 1.6,
  - udostępnianie OSP, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
  - rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. e), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.
- 3.1.3 OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR).
- 3.1.4 OSD wyznacza godzinowe ilości energii rzeczywistej, o której mowa w punkcie 3.1.2c) i punkcie 3.1.2d), w podziale na rzeczywistą ilość energii pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.
- 3.1.5 OSD wyznacza ilości energii rzeczywistej wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:
- uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych lub,
  - danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w niniejszej Instrukcji, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych lub,
  - danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych lub,
  - standardowych profili zużycia (o którym mowa w punkcie nr 5), wartości energii rzeczywistej wyznaczonych w sposób określony w ppkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.
- 3.1.6 Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.
- 3.1.7 W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w punkcie 3.1.6 ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby, na podstawie:
- współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub
  - ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię.
- 3.1.8 W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych zakłóceniem w procesie zdalnego pozyski-

wania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD udostępnia dane pomiarowe obliczone, jako średnia arytmetyczna z ostatnich pięciu maksymalnych pomiarów dla danej godziny, w okresie ostatniego miesiąca.

- 3.1.9 OSD udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe z dokładnością do 1kWh, przy czym:
- dane pomiarowe są rejestrowane i przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności urządzeń pomiarowych i systemów informatycznych LSPR,
  - wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń.
- 3.1.10 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 obliczeń, OSD udostępnia dane pomiarowe niezwłocznie po ich uzyskaniu.
- 3.1.11 POB mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych terminach i na zasadach określonych w punkcie 8 niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- 3.1.12 URD typu odbiorca mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w umowie dystrybucji lub taryfie OSD.
- 3.1.13 W sytuacji opisanej w punkcie 1.1.1.b) wprowadza się pojęcie  $\text{MDD}$  – Substytucyjnego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Detalicznego.  $\text{MDD}$  jest to wirtualne miejsce dostarczania energii rynku detalicznego określone dla każdego sprzedawcy i POB funkcjonującego w obszarze sieci dystrybucyjnej OSD, będące zbiorem wszystkich FPP w sieci OSD, dla których realizowane są przez danego sprzedawcę lub POB umowy sprzedaży lub bilansowania, poprzez które w przypadkach opisanych w punkcie 1.1.1.b) następuje wymiana energii rynku detalicznego pomiędzy OSD a OSD nadrzędnym.

### **3.2 WYZNACZENIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH, GDY ZAK Spółka Akcyjna JEST BEZPOŚREDNIM UCZESTNIKIEM RYNKU BILANSUJĄCEGO.**

- 3.2.1 Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego  $\text{FDMB}$ .

Ilość energii rzeczywistej w  $\text{FDMB}$  w godzinie  $h$  jest wyznaczana, jako suma ilości energii rzeczywistych w godzinie  $h$  w poszczególnych MDD wchodzących w skład  $\text{FDMB}$

$$ER_{MBi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{MDD}^h$$

gdzie:

$ER_{MBi}^h$  - ilość energii rzeczywistej w  $i$ -tym  $\text{FDMB}$  w godzinie  $h$ ,

$ER_{MDD}^h$  - ilość energii rzeczywistej w MDD wchodzącym w skład  $i$ -tego  $\text{FDMB}$  w godzinie  $h$

- 3.2.2 Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Profilowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego  $\text{pMDD}$  w podstawowym cyklu rozliczeniowym obowiązującym na RB:

$$ER_{MDDi}^h = \sum_1^k \left[ \frac{\sum_{Zk}^n ED_{Zk}^M}{\sum_{h=1}^m E_{PSkh}} * E_{PSkh} \right]$$

gdzie:

$ER_{MDDi}^h$  - ilość energii rzeczywistej w i-tym MDD w godzinie  $h$ ,

$ED_{zk}^M$  - deklarowany pobór energii dla miesięcznego okresu rozliczeniowego  $M$ , w PPE wchodzącym w skład i-tego MDD, któremu został przydzielony standardowy profil obciążenia typu  $k$ ,

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

$E_{PSkh}$  - ilość energii wynikająca ze standardowego profilu obciążenia typu  $k$  w godzinie  $h$ ,

$k$ - liczba typów profili przydzielonych dla PPE wchodzących w skład MB,

$m$ - liczba godzin w miesiącu  $M$ .

### 3.2.3 Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Profilowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego $p$ MDD w cyklu korekty na RB:

$$ER_{MDDi}^h = \sum_1^k \left[ \frac{\sum_{h=1}^m ED_{kT}^M}{\sum_{h=1}^m E_{PSkhT}} * E_{PSkh} \right]$$

gdzie:

$ER_{MDDi}^h$  - ilość energii rzeczywistej w i-tym MDD w godzinie  $h$ ,

$ED_{kT}^M$  - rzeczywisty wyznaczony na podstawie odczytu urządzeń pomiarowych pobór energii w strefie  $T$  dla okresu rozliczeniowego  $M$ , w PPE wchodzącym w skład i-tego MB, któremu został przydzielony standardowy profil obciążenia typu  $k$ ,

$\sum_{h=1}^m E_{PSkhT}$  - suma ilości godzinowych energii w strefie  $T$  wynikających ze standardowego profilu obciążenia typu  $k$  dla miesięcznego okresu rozliczeniowego  $M$ ,

$E_{PSkh}$  - ilość energii wynikająca ze standardowego profilu obciążenia typu  $k$  w godzinie  $h$ ,

$k$ - liczba typów profili przydzielonych dla PPE wchodzących w skład MB,

$m$ - liczba godzin w miesiącu  $M$ ,

$T$ - strefa czasowa obowiązująca w grupie taryfowej określona w obowiązującej taryfie OSD.

### 3.2.4 Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Grafikowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego ( $FD$ MB):

ilość energii rzeczywistej w  $FD$ MB w godzinie  $h$  jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistych w godzinie  $h$  w poszczególnych PDE wchodzących w skład  $p$ MDD

$$ER_{MDDi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{PDE}^h$$

gdzie:

$ER_{MDDi}^h$  - ilość energii rzeczywistej w i-tym  $\mathbb{P}$ MDD w godzinie  $h$ ,

$ER_{PDE}^h$  - ilość energii rzeczywistej w PDE wchodzącym w skład i-tego  $\mathbb{P}$ MDD w godzinie  $h$ .

### 3.2.5 Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Punktach Dostarczania Energii (PDE):

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

$$ER_{PDEi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{FPP}^h$$

gdzie:

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

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

3.2.6 Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSD dla POB i sprzedawców poprzez Systemy 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.

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

3.2.8 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 przewidzianych w IRiESD-Bilansowanie okresach reklamacyjnych.

## 3.3 WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH W PRZYPADKU, GDY ZAK Spółka Akcyjna NIE JEST BEZPOŚREDNIM UCZESTNIKIEM RYNKU BILANSUJĄCEGO, A PROCES BILANSOWANIA ODBYWA SIĘ ZA POŚREDNICTWEM OSD NADRZĘDNEGO.

3.3.1 Obszar bilansowania ZAK Spółka Akcyjna (tożsamy z obszarem sieci dystrybucyjnej OSD) zlokalizowany jest wewnątrz sieci dystrybucyjnej OSD nadrzędnego. URD przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSD nie są w bezpośredni sposób widziani przez OSD nadrzędnego. OSD nadrzędny postrzega obszar bilansowania OSD jako zbiór wirtualnych URD (nie przyłączonych do jego sieci), którym w sieci OSD odpowiadają Substytucyjne Miejsca Dostarczania Energii  $s$ MDD.

3.3.2 OSD gromadzi i przetwarza dane pomiarowe URD zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej ZAK Spółka Akcyjna dokonując ich agregacji do Substytucyjnych Miejsca Dostarczania Energii  $s$ MDD.

- 3.3.3 Każda para „Sprzedawca – POB” reprezentowana jest jednym i tylko jednym, przynależnym im Substytucyjnym Miejscem Dostarczania Energii  $sMDD$ .
- 3.3.4  $sMDD$  w sieci OSD posiada taki sam kod identyfikacyjny, jaki został nadany przez OSD nadrzędnego dla URD powiązanego z tym  $sMDD$ .
- 3.3.5 Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Substytucyjnych Miejscach Dostarczania Energii  $sMDD$ :

Ilość energii rzeczywistej w  $sMDD$  w godzinie  $h$  jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistych w godzinie  $h$  w poszczególnych PDE wchodzących w skład  $sMDD$

$$ER_{MDDi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{PDE}^h$$

gdzie:

$ER_{MDDi}^h$  - ilość energii rzeczywistej w i-tym  $sMDD$  w godzinie  $h$ ,

$ER_{PDE}^h$  - ilość energii rzeczywistej w PDE wchodzącym w skład i-tego  $sMDD$  w godzinie  $h$ .

- 3.3.6 Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego PDE:

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

$$ER_{PDEi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{FPP}^h$$

gdzie:

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

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

- 3.3.7 Dane pomiarowe przekazywane są do OSD nadrzędnego oraz, dla celów kontrolnych, do sprzedawców i POB drogą informatyczną, zgodnie z zasadami i w trybie określonym w umowach zawartych pomiędzy OSD a OSD nadrzędnym, sprzedawcami i podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie (PBO).
- 3.3.8 OSD przekazuje dane pomiarowe URD, w trybie określonym w umowie dystrybucji.
- 3.3.9 Dane, o których mowa w punkcie 3.3.6 mogą być określone metodami statystycznymi, przy wykorzystaniu standartowych profili zużycia OSD, w przypadku odbiorców, o których mowa w art. 9g ust.5a ustawy – Prawo energetyczne.

### 3.4 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

#### 3.4.1 Wymagania ogólne

3.4.1.1 Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD-Bilansowanie 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 niniejszej Instrukcji skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy.
- Obowiązek dostosowania układów pomiarowych spoczywa na ich właścicielu.

3.4.1.2 Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych i oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz ze świadectwem legalizacji przekładnika lub jego badań kontrolnych przekazuje do OSD.

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

3.4.1.4 Układy pomiarowe 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 przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła wytwarzające energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzenia ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

Za zgodą OSD, w uzasadnionych przypadkach dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy znamionowej transformatora do 400kVA łącznie.

3.4.1.5 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.

3.4.1.6 OSD wraz z OSP lub OSD nadrzędnym uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego lub OSD nadrzędnego i ich zabezpieczenia przed utratą.

3.4.1.7 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.

3.4.1.8 OSD dopuszcza wykorzystanie koncentratorów pomiarowych i liczników wyposażonych w wyjścia impulsowe. Zastosowane koncentratory muszą umożliwiać wymianę informacji z LSPR.

3.4.1.9 Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 6 kategorii:

- a) kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110kV i wyższym niż 1kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200GWh,
- b) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110kV i wyższym niż 1kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5MW i nie większej niż 30MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30GWh i nie większym niż 200GWh (wyłącznie),
- c) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niż-

- szym niż 110kV i wyższym niż 1kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800kW i nie większej niż 5MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4GWh i nie większym niż 30GWh (wyłącznie),
- d) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110kV i wyższym niż 1kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40kW i nie większej niż 800kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200MWh i nie większym niż 4GWh (wyłącznie),
  - e) kat. B5 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110kV i wyższym niż 1kV, o mocy pobieranej mniejszej niż 40kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200MWh,
  - f) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200MWh,
  - g) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200MWh.
- 3.4.1.10 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 pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40kW,
  - c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej - 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.
- 3.4.1.11 Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest: dla kategorii: B1 i B2 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowych: układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego. Układy pomiarowo-kontrolne kategorii B2 mogą być przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- 3.4.1.12 Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa Operator Systemu Dystrybucyjnego, w warunkach przyłączenia lub umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej.
- 3.4.1.13 Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby dla układów pomiarowych eksploatowanych lub modernizowanych, rzeczywisty prąd roboczy strony pierwotnej przekładników prądowych mieścił się w granicach od 20% do 120% znamionowego prądu pierwotnego, również w przypadkach nierównomiernych obciążeń sezonowych. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25% a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.
- 3.4.1.14 Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz (w uzasadnionych przypadkach) rezystorów dociążających.
- 3.4.1.15 Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być  $\leq 5$ .
- 3.4.1.16 Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania.
- 3.4.1.17 W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej powodujących zmianę

kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w punkcie 3.4.1.9, dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

- 3.4.1.18 W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np pomiar energii biernej lub strat).

### 3.4.2 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B.

- 3.4.2.1 Dla układów pomiarowych kategorii B1, o których mowa w punkcie 3.4.1.9 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.

- 3.4.2.2 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.

- 3.4.2.3 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 bierniej,
- 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 bierniej,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

3.4.2.4 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 bierniej,
- 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 bierniej,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

3.4.2.5 Dla układów pomiarowych kategorii B5, 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 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii bierniej,
- c) w przypadkach zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub 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 pobieranej mocy i energii bierniej.
- d) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

### 3.4.3 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C.

3.4.3.1 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1, o których mowa w punkcie 3.4.1.9 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 bierniej,
- b) w przypadkach zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub wymaganymi 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.

3.4.3.2 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2, o których mowa w punkcie 3.4.1.9 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.

## **4 ZASADY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE.**

### **4.1 WYMAGANIA OGÓLNE**

4.1.1 Sprzedawca zobowiązany jest wskazać w generalnej umowie dystrybucji zawartej z OSD podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe (POB) jego i URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy zawarli umowę sprzedaży z tym sprzedawcą.

URD typu wytwórca energii jest zobowiązany do wskazania w umowie o świadczenie usług dystrybucji podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe (POB) tego wytwórcy.

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

- a) sprzedawcą lub URD typu wytwórca i:
  - OSD,
  - POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
  - POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, oraz
- b) OSP i:
  - POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
  - POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
  - OSD, oraz
- c) OSD i POB przekazującym oraz przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe.

4.1.3 W przypadku zmiany przez sprzedawcę lub wytwórcę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, sprzedawca lub wytwórca, POB przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz POB przejmujący tą odpowiedzialność, są zobowiązani do powiadomienia 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 4.1.4. Szczegółowe zasady wymiany informacji określone są w umowach zawartych przez te podmioty z OSD.

- 4.1.4 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.
- 4.1.5 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 4.1.2.c) (umowa pomiędzy OSP i OSD), jednak nie wcześniej niż w terminie określonym w punkcie 4.1.4.
- 4.1.6 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 przez OSD w przypadku utraty POB przez wytwórcę. Jednocześnie sprzedaż energii do tych odbiorców przejmuje Sprzedawca rezerwowi. Postanowienia tego punktu stosuje się z zastrzeżeniem postanowień pkt 4.1.8., w którym jest mowa o planowanym zaprzestaniu funkcjonowania na rynku bilansującym POB.
- 4.1.7 POB ma obowiązek skutecznego poinformowania OSD, z minimum 30 dniowym wyprzedzeniem, o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym. OSD niezwłocznie po uzyskaniu tej informacji powiadamia sprzedawcę, który wskazał tego POB, o braku możliwości realizacji umowy 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 rynku bilansującym przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału. 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.
- 4.1.8 POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD i sprzedawcy lub wytwórcy, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- 4.1.9 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.
- 4.1.10 Postanowienia punktów 4.1.1 – 4.1.9 obowiązują w sytuacji, o której mowa w punkcie 1.1.1a).
- 4.1.11 W sytuacji, o której mówi punkt 1.1.1b) obowiązują odpowiednie zapisy IRiESD-Bilansowanie opracowanej przez OSD nadrzędnego. Sprzedawcy i POB zobowiązani są do przekazywania OSD wszelkich informacji wymaganych od nich przez IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego.

## **5 ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA**

### **5.1 ZASADY OGÓLNE**

- 5.1.1 OSD określa standardowe profile zużycia (profile) 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 1kV oraz mocy umownej nie większej niż 40kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63A, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w Tablicy T.1.
- 5.1.2 Dla odbiorców, którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, o których mowa w punkcie 5.1.1, OSD na podstawie danych uzyskanych od odbiorcy dotyczących:
- a) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
  - b) parametrów technicznych przyłącza,
  - c) grupy taryfowej określonej w umowie o świadczenie usług dystrybucji,
- przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.
- 5.1.3 Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w generalnej umowie dystrybucyjnej zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z Operatorem Systemu Dystrybucyjnego.
- 5.1.4 Sprzedawca, o którym mowa w punkcie 5.1.3, na podstawie zapisanych w generalnej umowie dystrybucyjnej profili i planowanej ilości poboru energii elektrycznej, dokonuje zgłoszeń umowy zgodnie z zapisami IRiESP.
- 5.1.5 W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w punkcie 5.1.2 odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSD. W takim przypadku OSD dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w generalnej umowie dystrybucyjnej, o której mowa w punkcie 5.1.3.

**Tablica T.1.** – Wykaz profili obciążeń dla odbiorców profilowych - udział % w godzinie doby.

Godzina	Profil [udział % obciążenia w godzinie doby]:	
	PC11	PC12
0	1,9	2,4
1	1,9	2,4
2	1,9	2,4
3	1,9	2,4
4	1,9	2,8
5	2,3	5,0
6	4,4	6,0
7	6,7	6,2
8	7,1	6,3
9	7,2	6,1
10	7,2	6,3
11	7,2	6,0
12	7,2	6,4
13	7,2	6,0
14	7,2	5,3
15	6,7	4,3
16	4,6	4,6
17	3,2	3,9
18	2,6	2,8
19	2,1	2,6
20	1,9	2,6
21	1,9	2,4
22	1,9	2,4
23	1,9	2,4

Liczby w tabeli oznaczają dla każdej godziny procentowy udział dobowego zużycia energii elektrycznej.  
W dniu zmiany czasu zimowego na letni pomijana jest wartość dla godziny 2.  
W dniu zmiany czasu letniego na zimowy wartość dla godziny 2 wykorzystywana jest dwukrotnie.

**Nazwa profilu:**

PC11 profil dla odbiorcy taryfy C, taryfa jednostrefowa,  
PC12 profil dla odbiorcy taryfy C, taryfa dwustrefowa;

## 6 PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY

### 6.1 WYMAGANIA OGÓLNE

- 6.1.1 Procedury zmiany sprzedawcy zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.
- 6.1.2 Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSD jest generalna umowa dystrybucji, zawarta przez sprzedawcę z 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.
- 6.1.3 Podmioty chcące skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia punktu 3.4 niniejszej instrukcji od momentu skorzystania z tego prawa.
- 6.1.4 Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest przez OSD odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.
- 6.1.5 Zmiana sprzedawcy dokonywana jest z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów dotyczących zasad wypowiedzenia, przy czym:
- proces pierwszej zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa pełniącego obowiązki sprzedawcy nie powinien być dłuższy niż 30 dni, licząc od momentu otrzymania przez OSD powiadomień, o których mowa w punkcie 6.2.3,
  - proces kolejnych zmian sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu:
    - 14 dni dla odbiorców, których urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe spełniają określone przepisami prawnymi wymagania, mających zawartą odrębną umowę o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej oraz dla których możliwy jest zdalny odczyt ich układów pomiarowo-rozliczeniowych,
    - 30 dni dla pozostałych odbiorców,licząc od momentu otrzymania przez OSD powiadomienia, o których mowa w punkcie 6.3.4.
- 6.1.6 Zmiana sprzedawcy następuje w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego lub w każdy inny dzień określony w umowie sprzedaży energii elektrycznej, w którym dokonany zostanie odczyt układów pomiarowo-rozliczeniowych.
- 6.1.7 OSD informuje odbiorców na swojej stronie internetowej (pod adresem: [www.zak.com.pl](http://www.zak.com.pl)) o sprzedawcach energii elektrycznej, którzy mają zawarte z OSD generalne umowy dystrybucji.

### 6.2 PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ DOTYCHCZASOWEGO ODBIORCĘ ZAK Spółka Aakcyjna (PIERWSZA ZMIANA SPRZEDAWCY)

- 6.2.1 Odbiorca zawiera z wybranym przez siebie sprzedawcą energii elektrycznej umowę sprzedaży.
- 6.2.2 Odbiorca wypowiada umowę zawartą z ZAK Spółka Aakcyjna lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.
- 6.2.3 Po zawarciu umowy sprzedaży energii, o której mowa w punkcie 6.2.1, na formularzu określonym przez OSD oraz zgodnie z zapisami rozdziału nr 2:

- 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.
- Powiadomienie przez sprzedawcę i odbiorcę może być dokonane na jednym formularzu w terminie nie krótszym niż 14 dni przed planowanym rozpoczęciem sprzedaży energii elektrycznej zawartym w umowie sprzedaży (wzór dostępny na stronie internetowej [www.zak.com.pl](http://www.zak.com.pl))
- 6.2.4 OSD w terminie nieprzekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień, o których mowa w punkcie 6.2.3, dokonuje ich weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału nr 2, w sytuacji opisanej w punkcie 1.1.1b) proces weryfikacji odbywa się z udziałem OSD nadrzędnego i trwa nie dłużej niż liczba dni określonych w IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego powiększonej o 2 dni robocze.
- 6.2.5 Po pozytywnym wyniku weryfikacji, o której mowa w punkcie 6.2.4, OSD informuje przedsiębiorstwo pełniące obowiązki sprzedawcy o otrzymanym od odbiorcy powiadomieniu o wypowiedzeniu umowy.
- W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji, OSD informuje sprzedawcę i odbiorcę o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyny.
- 6.2.6 W celu realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w punkcie 6.2.1, odbiorca zawiera z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji lub upoważnia sprzedawcę do zawarcia takiej umowy w jego imieniu i na jego rzecz.
- 6.2.7 Umowa sprzedaży zawarta między odbiorcą i sprzedawcą oraz umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta między odbiorcą i OSD, wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania dotychczasowej umowy odbiorcy z ZAK Spółka Akcyjna i po spełnieniu wymagań określonych w pkt. 6.2.1 – 6.2.6.

### **6.3 PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ (KOLEJNA ZMIANA SPRZEDAWCY)**

- 6.3.1 Warunkiem koniecznym umożliwiającym kolejną zmianę sprzedawcy przez odbiorcę jest istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji, zawartej między OSD a odbiorcą.
- 6.3.2 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.
- 6.3.3 Odbiorca wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.
- 6.3.4 Odbiorca i nowy sprzedawca powiadamiają OSD (na zasadach opisanych w punkcie 6.2.3) o fakcie zawarcia ze sobą umowy sprzedaży.
- 6.3.5 Operator Systemu Dystrybucyjnego, w terminie nieprzekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień, o których mowa w punkcie 6.3.4, dokonuje ich weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału nr 2.
- W sytuacji opisanej w punkcie 1.1.1b) proces weryfikacji odbywa się z udziałem OSD nadrzędnego i trwa nie dłużej niż liczba dni określonych w IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego powiększonej o 2 dni robocze.
- 6.3.6 Po pozytywnym wyniku weryfikacji, o której mowa w punkcie 6.3.5, OSD informuje dotychcza-

sowego 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.

- 6.3.7 Umowa sprzedaży zawarta między odbiorcą i nowym sprzedawcą wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania umowy sprzedaży zawartej między odbiorcą i dotychczasowym sprzedawcą oraz spełnieniu wymagań określonych w pkt. 6.3.1 – 6.3.6.

## **6.4 ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW**

- 6.4.1 OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnych na temat świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

- 6.4.2 Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:

- a) na stronie internetowej OSD ([www.zak.com.pl](http://www.zak.com.pl)),
- b) w niniejszej IRiESD (opublikowanej na stronie internetowej OSD),
- c) w siedzibie OSD.

- 6.4.3 Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:

- a) osobiście w siedzibie OSD,
- b) listownie na adres OSD,
- c) pocztą elektroniczną,
- d) faksem,

lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.

- 6.4.4 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 powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
- g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

- 6.4.5 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.

- 6.4.6 OSD informuje odbiorcę, który zawarł umowę sprzedaży ze sprzedawcą, który nie ma zawartej z OSD generalnej umowy dystrybucji o wystąpieniu tego faktu.

- 6.4.7 Wzór zgłoszenia zmiany sprzedawcy oraz lista sprzedawców mających zawarte generalne umowy dystrybucji z OSD są publikowane na stronie internetowej OSD.

## 7 ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

### 7.1 GŁÓWNE ZASADY I POJĘCIA

- 7.1.1 Operator Systemu Dystrybucyjnego identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- 7.1.2 Ograniczenia systemowe dzielone są na:
- ograniczenia elektrowniane,
  - ograniczenia sieciowe.
- 7.1.3 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.
- 7.1.4 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.
- 7.1.5 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.
- 7.1.6 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.
- 7.1.7 Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- 7.1.8 Operator Systemu Dystrybucyjnego przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej OSD Nadrzędnego oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- 7.1.9 W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej na podstawie poleceń telefonicznych OSD Nadrzędnego oraz zgodnie z „Wykazem ograniczeń z określeniem dopuszczalnej wartości poboru mocy w stopniach zasilania” mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej.
- 7.1.10 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 z OSD Nadrzędnym.
- 7.1.11 W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania szczegółowo uregulowane w Części ogólnej IRiESR rozdział V „Bezpie-

czeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego" opracowanego przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego Nadrzednego.

## 8 POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

### 8.1 ZASADY POSTĘPOWANIA

- 8.1.1 Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygnięcia reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD-Bilansowanie.
- 8.1.2 Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD-Bilansowanie powinny być zgłaszane w formie pisemnej, która stanowić będzie podstawę reklamacji lub skargi.
- 8.1.3 Reklamacje powinny być przesyłane do OSD, na adres:
- ZAK Spółka Akcyjna**  
ul. Mostowa 30 A  
skr. poczt. 163  
47-220 Kędzierzyn-Koźle
- 8.1.4 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.
- 8.1.5 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. W sytuacji opisanej w punkcie 1.1.1b) proces rozstrzygnięcia reklamacji dotyczących rozliczeń na rynku bilansującym odbywa się w porozumieniu z OSD nadrzednym.
- 8.1.6 Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z punktem 8.1.5, 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 zawierającym:
- a) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania,
  - b) uzasadnienie zgłoszonego żądania,
  - c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany listem poleconym na adres wymieniony w punkcie 8.1.3.
- 8.1.7 OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 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. W sytuacji opisanej w punkcie 1.1.1b) proces rozstrzygnięcia reklamacji dotyczących rozliczeń na rynku bilansującym odbywa się przy udziale OSD nadrzednego.
- 8.1.8 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.
- 8.1.9 Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w punkcie 8.1.8, musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

## 9 ZESTAWIENIE SKRÓTÓW UŻYTYCH W INSTRUKCJI

IRIESD-Bilansowanie	- Część szczegółowa Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej - Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
IRIESP	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE-Operator SA
IRIESR	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Rozdzielczej
OSP	- Operator Systemu Przesyłowego
OSD	- Operator Systemu Dystrybucyjnego
RB	- Rynek Bilansujący
URB	- Uczestnik Rynku Bilansującego
URE	- Urząd Regulacji Energetyki
POB	- Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
JG	- Jednostka Grafikowa
MB	- Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego
MDD	- Miejsca Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
URD	- Uczestnik Rynku Bilansującego
URD <sub>o</sub>	- Uczestnik Rynku Bilansującego typu <b>odbiorca</b>
URD <sub>w</sub>	- Uczestnik Rynku Bilansującego typu <b>wytwórca</b>
PDE	- Punkt Dostarczania Energii
LSPR	- Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy
F <sub>F</sub> DMB	- Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego
p <sub>P</sub> MDD	- Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego
F <sub>F</sub> MDD	- Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego
s <sub>S</sub> MDD	- Substytucyjne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego
PPE	- Punkt Poboru Energii
FPP	- Fizyczny Punkt Pomiarowy
FS	- Współczynnik bezpieczeństwa przyrzędu
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny