

**ENEA SPÓŁKA AKCYJNA**  
**ul. F. Nowowiejskiego 11, 60-967 Poznań**



Załącznik nr 1 do decyzji  
Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki  
z dnia 25 X 2006  
nr DPK-9510-18(8)/2006/11P

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki  
*Wojciech Juchniewicz*

## **INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

**CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA:**  
**BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE  
OGNICZENIAMI SYSTEMOWYMI**

ENEA S.A.  
Departament Dystrybucji  
DYREKTOR  
*Lech Zaj*

ENEA Spółka Akcyjna  
WICEPREZES (ZARZĄD) DS. INFRASTRUKTURY  
*Wojciech Pufarski*

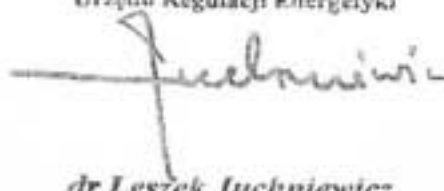
Wchodzi w życie z dniem: 1 stycznia 2007 r.

*1/*

## SPIS TREŚCI

A.	Postanowienia wstępne.....	3
A.1.	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.....	3
A.2.	Uwarunkowania formalno-prawne.....	6
A.3.	Zakres przedmiotowy i podmiotowy.....	8
A.4.	Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego.....	9
A.5.	Warunki uczestnictwa w procesie bilansowania.....	12
A.6.	Zasady nadawania kodów identyfikacyjnych.....	14
B.	Procedura powiadamiania OSD o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej.....	16
B.1.	Ogólne zasady.....	16
B.2.	Weryfikacja zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej.....	17
B.3.	Zasady zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej.....	17
C.	Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych.....	21
C.1.	Wyznaczania i przekazywanie danych do OSP.....	21
C.2.	Udostępnianie danych pomiarowych.....	24
C.3.	Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych.....	26
C.4.	Wymagania techniczne dla układów transmisji danych pomiarowych.....	31
C.5.	Postępowanie OSD w zakresie pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych.....	32
D.	Zasady ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe URD.....	34
E.	Zasady zmiany sprzedawcy.....	37
E.1.	Wymagania ogólne.....	37
E.2.	Zasady zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej).....	38
E.3.	Zasady zmiany sprzedawcy przez odbiorcę.....	38
F.	Procedury związane z zmianą sprzedawcy.....	40
F.1.	Procedura obsługi odbiorców w zakresie udzielania informacji oraz odpowiedzi na zapytania związane ze zmianą sprzedawcy.....	40
F.2.	Procedura pierwszej zmiany sprzedawcy przez URD.....	40
F.3.	Procedura zmiany sprzedawcy przez URD korzystającego z prawa wyboru sprzedawcy.....	42
G.	Zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia.....	43
H.	Zarządzanie ograniczeniami systemowymi.....	46
I.	Postępowanie reklamacyjne.....	48

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki



dr Leszek Juchniewicz

## A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

### A.1. OPERATOR SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO ELEKTROENERGETYCZNEGO

- A.1.1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwany dalej Operatorem Systemu Dystrybucyjnego (OSD), jest przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialnym za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
- A.1.2. OSD stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu dystrybucyjnego oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny w szczególności za:
- prorowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV;
  - eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego;
  - zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania;
  - współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów;
  - dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV;
  - bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii oraz bilansowania handlowego wynikającego z mechanizmu bilansującego prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z:
    - niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej do systemu dystrybucyjnego i pobranej z tego systemu oprócz bilansowania handlowego wynikającego z mechanizmu bilansującego prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego,
    - zarządzania ograniczeniami systemowymi;
  - zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV;
  - zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci

- 110 kV;
- i) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii;
  - j) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci;
  - k) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii;
  - l) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej;
  - m) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV;
  - n) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV.

A.1.3. Funkcję OSD, zgodnie z zapisami art. 7 ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552), pełni ENEA S.A. Obszar objęty działalnością OSD obejmuje użytkowników systemu z następujących gmin i miejscowości:

a) województwo dolnośląskie:

Góra	Niechlów	Wąsosz
Jemielno		

b) województwo lubuskie:

Babimost	Krosno Odrzańskie	Ślawa
Bledzew	Krzeszyce	Śłońsk
Bobrowice	Lipinki Łużyckie	Ślubice
Bogdaniec	Lubiszyn	Stare Kurowo
Bojadła	Lubniewice	Strzelec Krajeński
Brody	Lubrza	Sulechów
Brzeźnica	Lubsko	Sulęcín
Bytnica	Łagów	Szczaniec
Bytom Odrzański	Łęknica	Szlichtyngowa
Cybinka	Małomice	Szprotawa
Czerwieńsk	Maszewo	Świdnica
Dąbie	Międzyrzecz	Świebodzin
Deszczno	Niegosławice	Torzyn
Dobiegniew	Nowa Sól	Trzciel
Drezdenko	Nowe Miasteczko	Trzebiechów
Gorzów Wlkp.	Nowogród Bobrzański	Urzędu Regulacji Energetyki
Gozdnicza	Ośno Lubuskie	Tuplice

Urzędu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz - 4 -

dr Leszek Juchniewicz



Jutrosin	Nowe Miasto n/Wartą	Tarnówka
Kaczory	Nowy Tomyśl	Trzcianka
Kamieniec	Oborniki	Trzemeszno
Kaźmierz	Obrzycko	Ujście
Kiszkowo	Okonek	Wapno
Kleszczewo	Opalenica	Wągrowiec
Klecko	Osieczna	Wieleń
Kobylin	Ostroróg	Wielichowo
Kołaczkowo	Pakosław	Wijewo
Komorniki	Pępowo	Włoszakowice
Kostrzyn	Piaski	Wolsztyn
Kościan	Piła	Wronki
Kórnik	Pniewy	Września
Krajenka	Pobiedziska	Wyrzysk
Krobia	Pogorzela	Wysoka
Krzemieniewo	Połajewo	Zakrzewo
Krzykosy	Poniec	Zaniemyśl
Krzywiń	Poznań	Zbąszyń
		Złotów

f) województwo zachodniopomorskie

Banie	Ińsko	Przybiernów
Barlinek	Kamień Pomorski	Pyrzyce
Bielice	Karnice	Radowo Małe
Bierzwnik	Kobylanka	Recz
Boleszkowice	Kolbaskowo	Resko
Borne Sulinowo	Kozielice	Rewal
Brojce	Krzęcin	Rymań
Cedynia	Lipiany	Stara Dąbrowa
Chociwel	Lobez	Stare Czarnowo
Chojna	Marianowo	Stargard Szczeciński
Choszczno	Maszewo	Stepnica
Człopa	Mieszkowice	Suchań
Dębno	Międzyzdroje	Szczecinek (miejscowość: Pilówka i Korea)
Dobra Nowogardzka	Mirosławiec	Szczecin
Dobra Szczecińska	Moryń	Świerzno
Dobrzany	Myślibórz	Świnoujście
Dolice	Nowe Warpno	Trzcińsko Zdrój
Drawno	Nowogard	Trzebiatów
Drawsko Pomorskie	Nowogródek Pom.	Tuczno
Dziwnów	Osina	Walcz
Golczewo	Pelczyce	Warnice
Goleniów	Płoty	Węgorzyno
Gryfice	Police	Widuchowa
Gryfino	Przelewice	Wolin

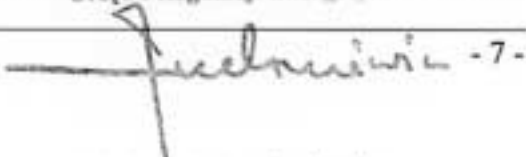
**A.2. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE**

A.2.1. Uwarunkowania formalno-prawne Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zwanej dalej IRiESD-Bilansowanie, wynikają w szczególności z następujących dokumentów:

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami), zwaną dalej ustawą Prawo energetyczne, wraz z aktami wykonawczymi wydanymi na podstawie delegacji

zawartych w ustawie Prawo energetyczne, aktualnymi na dzień wejścia w życie IRiESD-Bilansowanie;

- b) koncesji ENEA S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/51/2688/U/2/98/EB z późniejszymi zmianami wydaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 26 listopada 1998 r.;
  - c) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, zwanej dalej IRiESP, opracowanej przez PSE-Operator S.A., pełniącej funkcję operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP).
- A.2.2. IRiESD-Bilansowanie uwzględnia postanowienia IRiESP, w szczególności postanowienia IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi zatwierdzonej decyzją Prezesa URE nr DPK-7102-14(5)/2006 z dnia 10 lutego 2006 r. (IRiESP-Bilansowanie), umożliwiając przyłączonym do sieci dystrybucyjnej ENEA S.A. wytwórcom oraz odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy lub odbiorcom posiadającym prawo wyboru sprzedawcy i zamierzającym skorzystać z tego prawa z dniem rozpoczęcia procesu zmiany sprzedawcy w rozumieniu złożonego wniosku, wskazanie podmiotu odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym.
- A.2.3. Podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej ENEA S.A. może uczestniczyć w Rynku Bilansującym (RB) na zasadach i warunkach określonych w IRiESP, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB), tylko wówczas, gdy jest objęty obszarem rozszerzonym Rynku Bilansującego oraz posiada zawartą umowę o świadczenie usług przesyłania (zwaną dalej umową przesyłową) z OSP i umowę o świadczenie usług dystrybucji (zwaną dalej umową dystrybucyjną) zawartą z ENEA S.A.
- A.2.4. Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA S.A. nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii posiadającym prawo wyboru sprzedawcy, zamierzającym skorzystać z tego prawa z dniem rozpoczęcia procesu zmiany sprzedawcy w rozumieniu złożonego wniosku lub korzystającym z tego prawa, ma prawo wskazać URB odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym, na zasadach i warunkach określonych w IRiESD-Bilansowanie. Podmiot ten nazywany dalej Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD), posiada umowę dystrybucyjną zawartą z ENEA S.A.
- A.2.5. IRiESD-Bilansowanie, jak również wszelkie zmiany tej części IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- A.2.6. IRiESD-Bilansowanie oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa URE, w decyzji zatwierdzającej odpowiednio IRiESD-Bilansowanie lub zmiany tej części IRiESD.
- A.2.7. Data wejścia w życie IRiESD-Bilansowanie jest wpisywana na jej stronie tytułowej.
- A.2.8. Operator Systemu Dystrybucyjnego publikuje obowiązującą IRiESD-Bilansowanie na swojej stronie internetowej oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- A.2.9. Zmiana IRiESD-Bilansowanie przeprowadzana jest <sup>PRZEZ</sup> ~~Przez~~ wydanie nowej

  
- 7 -  
dr Leszek Juchniewicz

- IRiESD-Bilansowanie albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD-Bilansowanie.
- A.2.10. Każda zmiana IRiESD-Bilansowanie jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- A.2.11. 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.2.12. 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.2.13. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.
- A.2.14. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:
- dokonuje 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.2.15. 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 IRiESD-Bilansowanie lub wprowadzanych zmian w IRiESD-Bilansowanie.

### A.3. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

- A.3.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i warunki bilansowania

PREZES  
Urzedu Regulacji Energetyki

  
dr Leszek Juchniewicz



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) zasady zgłaszania umów sprzedaży, procedury powiadamiania OSD o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, ich weryfikacji oraz wymiany informacji w tym zakresie;
- d) wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych;
- e) wymagania dla układów transmisji danych pomiarowych;
- f) zasady przekazywania i udostępniania danych pomiarowych;
- g) zasady zmiany sprzedawcy;
- h) zasady zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
- i) zasady zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- j) postępowanie reklamacyjne;
- k) zasady wyznaczania i przydzielania profili.

A.3.2. Obszar sieci objęty bilansowaniem systemu określonym w IRIESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną Operatora Systemu Dystrybucyjnego, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego.

A.3.3. Zasady bilansowania systemu 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) Uczestnika Rynku Bilansującego typu URB<sub>SD</sub>;
- e) Uczestników Rynku Bilansującego (URB) wskazanych przez Uczestników Rynku Detalicznego (URD) jako podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe URD;
- f) sprzedawców i przedsiębiorstwa obrotu;
- g) Operatorów Handlowych i Handlowo-Technicznych reprezentujących podmioty wymienione w punktach a) do f) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD.

#### A.4. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO

A.4.1. 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

  
dr Leszek Juchniewicz

oraz posiadanej koncesji realizuje zadania Operatora Systemu Przesyłowego.

#### **A.4.2. Podmioty Rynku Bilansującego**

- A.4.2.1. W Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty określone w pkt. 2.1.1.1. IRiESP-Bilansowanie.
- A.4.2.2. Podmiot, staje się Uczestnikiem Rynku Bilansującego pod warunkiem zawarcia umowy, o której mowa w pkt. 2.1.1.2. IRiESP-Bilansowanie.
- A.4.2.3. Uczestnikiem Rynku Bilansującego może być podmiot spełniający warunki określone w pkt. 2.1.1.3. IRiESP-Bilansowanie.
- A.4.2.4. Wyróżnia się typy Uczestników Rynku Bilansującego określone w pkt. 2.1.1.4. IRiESP-Bilansowanie.
- A.4.2.5. Operatorem Rynku jest podmiot określony w pkt. 2.1.1.5. IRiESP-Bilansowanie.
- A.4.2.6. Operatorami Rynku są Operatorzy określone w pkt. 2.1.1.6. IRiESP-Bilansowanie.
- A.4.2.7. Szczegółowy opis funkcji realizowanych przez poszczególnych Operatorów Rynku zawiera IRiESP-Bilansowanie.
- A.4.2.8. Każdy Uczestnik Rynku Bilansującego jest zobowiązany zapewnić realizację funkcji operatorskich w zakresie handlowym lub handlowo-technicznym zgodnie z zapisami w IRiESP-Bilansowanie. Funkcje te Uczestnik Rynku Bilansującego może realizować samodzielnie albo powierzyć ich realizację innym podmiotom będącym Operatorem Rynku.
- A.4.2.9. Operatorami Systemu są Operatorzy określone w pkt. 2.1.1.7. IRiESP-Bilansowanie.
- A.4.2.10. Operator Systemu Dystrybucyjnego w ramach swoich obowiązków określonych przepisami prawa, realizuje dostawy energii elektrycznej na podstawie zawartych przez użytkowników systemu umów sprzedaży energii elektrycznej, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- A.4.2.11. 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, zgodnie z zapisami IRiESP-Bilansowanie.
- A.4.2.12. Do momentu wydzielenia prawnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego ze struktur przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo ENEA S.A., zgodnie z zapisami art. 9d ustawy Prawo energetyczne, funkcje URB<sub>SD</sub> oraz OSD pełni ENEA S.A.

#### **A.4.3. Obszar Rynku Bilansującego**

- A.4.3.1. Definicja obszaru Rynku Bilansującego prowadzonego przez OSP jest określona w pkt. 2.1.2.1. IRiESP-Bilansowanie.
- A.4.3.2. Miejsca podstawowego obszaru Rynku Bilansującego określa pkt. 2.1.2.2. IRiESP-Bilansowanie.
- A.4.3.3. Obszar Rynku Bilansującego może być rozszerzany o nowe fragmenty sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV. Rozszerzenie obszaru odbywa się poprzez

wprowadzenie odpowiednich zmian w umowach, o których mowa w pkt. 2.1.2.3. IRiESP-Bilansowanie.

A.4.3.4. Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego może nastąpić pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w pkt. 2.1.2.4. IRiESP-Bilansowanie.

A.4.3.5. Sposób określenia obszaru Rynku Bilansującego zawiera pkt. 2.1.2.5. IRiESP-Bilansowanie.

#### **A.4.4. Bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym**

A.4.4.1. Uczestnik Rynku Bilansującego dokonuje zbilansowania handlowego swoich dostaw energii zgodnie z pkt. 2.1.3.1. IRiESP-Bilansowanie.

A.4.4.2. Procesy planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń realizowane na Rynku Bilansującym, a w ramach tego wyznaczane dane handlowe i techniczne, dotyczą poszczególnych Jednostek Grafikowych.

A.4.4.3. 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 zgodnie z IRiESP-Bilansowanie.

A.4.4.4. URD może wskazać odpowiedniemu do miejsca jego przyłączenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego, z którym ma on zawartą umowę dystrybucyjną oraz zawartą z  $URB_{SD}$  umowę na warunkowe bilansowanie handlowe, innego URB niż  $URB_{SD}$ , który to URB w ramach swojej JG będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego URD na Rynku Bilansującym. Wskazany URB, z dniem wejścia w życie stosownych umów i spełnienia wymagań IRiESP-Bilansowanie, przejmuje odpowiedzialność za bilansowanie handlowe tego URD, co powoduje wyłączenie tego URD z zakresu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe dotychczasowego URB lub  $URB_{SD}$ . W przypadku braku wskazania przez URD podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe lub zaprzestania działalności przez ten podmiot RB (rozumianej w szczególności jako zaprzestanie przez OSP przyjmowania od tego URB zgłoszeń USE na RB), na podstawie umowy na warunkowe bilansowanie handlowe, URB odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD staje się  $URB_{SD}$  na warunkach i w terminach określonych w IRiESP-Bilansowanie.

A.4.4.5. Zmiana przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe odbywa się na warunkach i zasadach określonych w IRiESP-Bilansowanie.

A.4.4.6. Podstawą dokonania zmian, o których mowa w pkt. A.4.4.4. i pkt. A.4.4.5., jest wprowadzenie odpowiednich zapisów 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.4.4.7. URD mogą wskazać dla jednego miejsca dostarczania tylko jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe na RB.

A.4.4.8. Odbiorcą sieciowym  $URB_{SD}$  działającym na obszarze określonym w koncesji, o której mowa w pkt. A.2.1.b), jest ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu.

## A.5. WARUNKI UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA

A.5.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej fizyczną realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli OSD zostanie o tym fakcie powiadomiony w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań realizacyjnych ustalonych w IRiESD i umowach dystrybucyjnych.

A.5.2. 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 odpowiedniej umowy.

### A.5.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

A.5.3.1. Uczestnik Rynku Detalicznego, w celu realizacji przez OSD zawartych przez siebie umów sprzedaży energii elektrycznej, z zachowaniem wymagań pkt. A.5.3.4, jest zobowiązany do:

- a) posiadania odpowiednich koncesji, jeżeli jest taki wymóg prawny;
- b) wskazania URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe bezpośrednio, poprzez zawarcie umowy z tym URB, albo pośrednio, poprzez zawarcie umowy ze sprzedawcą, który jest jednocześnie URB lub posiada umowę z URB
- c) zawarcia umowy dystrybucyjnej z OSD oraz umowy na warunkowe bilansowanie handlowe z URB<sub>SD</sub>.

A.5.3.2. Umowa dystrybucyjna zawarta pomiędzy URD a OSD powinna zawierać, co najmniej następujące elementy:

- a) strony umowy;
- b) przedmiot umowy;
- c) zasady powiadamiania OSD o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej;
- d) wskazanie sprzedawcy;
- e) wskazanie URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego URD:

- bezpośrednio poprzez zawarcie umowy z wybranym URB odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, albo

- pośrednio przez zawarcie umowy ze sprzedawcą będącym URB<sub>PO</sub>, który na podstawie pkt. A.5.3.4. IRiESD-Bilansowanie zobowiązany jest do określenia w umowie z OSD podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe w ramach swojej jednostki graficznej fizycznych punktów pomiarowych odbiorców, z którymi ten sprzedawca ma zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, oraz warunki zmiany URB;

- f) moc umowną i warunki wprowadzenia jej zmian;
- g) ilość energii planowanej do pobrania lub oddania, w podziale na okresy

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki

  
dr Leszek Juchniewicz

umowne;

- h) miejsca dostarczania energii;
- i) standardy jakościowe energii elektrycznej i obsługi odbiorców oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych standardów;
- j) warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania energii;
- k) stawki opłat lub grupy taryfowe stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej;
- l) sposób prowadzenia rozliczeń;
- m) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy;
- n) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania;
- o) zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD.

A.5.3.3. Umowa współpracy zawierana przez OSD z podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD powinna określać w szczególności:

- a) strony umowy;
- b) przedmiot umowy;
- 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 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 Dostarczania Energii (MD) w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, dla poszczególnych Jednostek Grafikowych powiązanych z obszarem danego OSD;
- k) zobowiązanie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie URD, do pisemnego poinformowania w trybie określonym w IRiESD-Bilansowanie o zaprzestaniu działalności na Rynku Bilansującym w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie;
- l) zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD.

PREZES

Wzrost i Reputacja Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

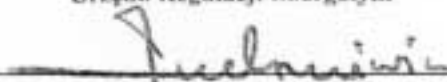
- A.5.3.4. Sprzedawca zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania określonego operatora systemu dystrybucyjnego, jest zobowiązany zawrzeć z tym operatorem umowę dystrybucyjną. Umowa dystrybucyjna reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną. Umowa ta w szczególności reguluje:
- strony umowy;
  - przedmiot umowy;
  - terminy i zasady powiadamiania OSD o zawartych umowach sprzedaży energii;
  - zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie;
  - zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących zawierania i rozwiązywania umów sprzedaży zawieranych przez sprzedawcę;
  - osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane adresowe;
  - zasady wstrzymywania dostarczania energii URD przez OSD;
  - zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi;
  - zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD;
  - określenie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (URB), z którym sprzedawca ma zawartą umowę o świadczenie tej usługi lub określenie URB wskazanego przez URD.

## A.6. ZASADY NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH

- A.6.1. 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.6.2. Operator Systemu Dystrybucyjnego nadaje kody identyfikacyjne wytwórcom i odbiorcom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej przez niego zarządzanej. Kody te zawierają oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:
- dla wytwórców – *...(oznaczenie kodowe operatora systemu dystrybucyjnego)...\_W...(numer podmiotu)...*;
  - dla odbiorców – *...(oznaczenie kodowe operatora systemu dystrybucyjnego)...\_O...(numer podmiotu)...*
- A.6.3. Oznaczenia kodowe Operatorów Systemów Dystrybucyjnych niezbędne do oznaczeń kodowych podmiotów w sieci dystrybucyjnej określa Tablica T.1. Kody te są zgodne z nadanym przez Operatora Systemu Przesyłowego czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej umowy przesyłowej pomiędzy OSD i OSP.

- A.6.4. Sprzedawca oraz przedsiębiorstwo obrotu nieposiadające jeszcze kodów identyfikacyjnych mogą zwrócić się do dowolnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego o nadanie im kodu identyfikacyjnego. Kod taki obejmuje oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego nadającego kod (określony w części ogólnej IRiESD), literę charakteryzującą podmiot oraz czterocyfrowy numer podmiotu i ma następującą postać: *...(oznaczenie kodowe operatora systemu dystrybucyjnego)...\_P...(numer podmiotu)...*
- A.6.5. Sprzedawca oraz przedsiębiorstwo obrotu jest zobowiązane do potwierdzenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji i posiadania kodu identyfikacyjnego.
- A.6.6. 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.
- A.6.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji sprzedawcy oraz przedsiębiorstwa obrotu odbywa się poprzez zawarcie umowy współpracy pomiędzy podmiotem oraz Operatorem Systemu Dystrybucyjnego. Umowa ta zawiera również niezbędne elementy, o których mowa w innych rozdziałach IRiESD-Bilansowanie.

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki



- 15 -

*dr Leszek Juchniewicz*

## B. PROCEDURA POWIADAMIANIA OSD O ZAWARTYCH UMOWACH 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 przyjętych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu elektroenergetycznego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- B.1.2. OSD zapewnia fizyczną realizację umów sprzedaży energii elektrycznej, jeżeli OSD zostanie powiadomiony o ich zawarciu w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez strony umowy sprzedaży energii elektrycznej wymagań ustalonych w IRiESD, IRiESP i w odpowiednich umowach.
- B.1.3. Obowiązek powiadamiania OSD o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej dotyczy:
- wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego (URD<sub>w</sub>);
  - odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego mający prawo wyboru sprzedawcy i korzystający z tego prawa (URD<sub>o</sub>);
  - sprzedawców lub przedsiębiorstw obrotu mających zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z odbiorcami będącymi URD<sub>o</sub>;
  - sprzedawców lub przedsiębiorstw obrotu mających zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z wytwórcami będącymi URD<sub>w</sub>.
- B.1.4. Powiadomianie OSD, o którym mowa w pkt. B.1.3., dokonują obie strony umowy w terminach określonych w umowach zawartych z OSD. Powiadomienie powinno obejmować w szczególności:
- strony umowy;
  - termin obowiązywania;
  - ilość energii objętej umową;
  - URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD;
  - określenie typu strony umowy (sprzedaż/zakup energii).
- Strony umowy są zobowiązane do niezwłocznego zgłaszania zmian w zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej.
- B.1.5. W celu realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. B.1.1., URD zawiera z OSD umowę dystrybucyjną, o której mowa w pkt. A.5.3.2.
- B.1.6. Sprzedawca lub przedsiębiorstwo obrotu zamierzające sprzedawać energię elektryczną URD lub kupować energię elektryczną od URD na obszarze działania określonego OSD, jest zobowiązany zawrzeć z tym operatorem umowę dystrybucyjną, o której mowa w pkt. A.5.3.4.

PREZES  
Urzedu Regulacji Energetyki

*dr Leszek Juchniewicz*



## **B.2. WERYFIKACJA ZGŁOSZEŃ UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

- B.2.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego dokonuje weryfikacji przekazanych przez podmioty określone w pkt. B.1.3. informacji o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w pkt. B.1.4.
- B.2.2. OSD dokonuje weryfikacji w przeciągu 10 dni roboczych od daty otrzymania informacji o zawartych umowach sprzedaży energii od wszystkich stron umowy.
- B.2.3.1. W przypadku pierwszej zmiany, jeśli zaistnieją:
- a) braki formalne w dokonanym zgłoszeniu;
  - b) niezgodność otrzymanych informacji o zawartej umowie dokonanych przez strony umowy;
- OSD powiadamia strony zgłoszeń umowy sprzedaży energii o braku możliwości jej fizycznej realizacji.
- B.2.3.2. W przypadku kolejnej zmiany, jeśli zaistnieją:
- a) braki formalne w dokonanym zgłoszeniu;
  - b) niezgodności otrzymanych informacji o zawartej umowie dokonanych przez strony umowy;
  - c) brak umowy dystrybucyjnej zawartej pomiędzy danym URD i OSD w przypadku kolejnej zmiany;
  - d) brak umowy dystrybucyjnej zawartej pomiędzy danym sprzedawcą a OSD;
  - e) brak umowy współpracy zawartej pomiędzy danym OSD, a URB odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub URD,
- OSD powiadamia strony zgłoszeń umowy sprzedaży energii o braku możliwości jej fizycznej realizacji.
- B.2.4. W przypadku pozytywnej weryfikacji zgłoszeń umów sprzedaży, o której mowa w pkt. B.1.4. OSD przystępuje do skonfigurowania MB JG wskazanego w umowie URB poprzez przyporządkowanie do nich MD danego URD. Okres konfiguracji MB JG wskazanego URB i przyporządkowania przez OSD do MB, Miejsca Dostarczania danego URD, jest wliczany do okresu zmiany sprzedawcy, zgodnie z zapisami rozdziału E oraz F IRiESD-Bilansowanie.
- B.2.5. W przypadku zakończenia konfiguracji, o której mowa w pkt. B.2.4. ze skutkiem negatywnym, OSD powiadamia strony umowy o braku możliwości realizacji zgłoszonej umowy sprzedaży z podaniem przyczyny.

## **B.3. ZASADY ZGŁOSZEŃ UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

- B.3.1. Zgłoszenie umów sprzedaży energii elektrycznej do OSD jest dokonywane w celu zapewnienia ich fizycznej realizacji w sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez

ENEA S.A. oraz w celu spełnienia przez OSD wymagań zawartych w IRiESD-Bilansowanie i IRiESP.

- B.3.2. Zgłoszenie umowy sprzedaży energii elektrycznej jest zestawieniem ilości energii elektrycznej planowanej do wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej oraz planowanej do pobrania z sieci dystrybucyjnej dla wszystkich godzin  $h$  doby  $n$ , w poszczególnych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) reprezentujących dostawy energii realizowane w sieci dystrybucyjnej ENEA S.A. nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.
- B.3.3. Zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej do OSD dokonuje Uczestnik Rynku Bilansującego, który posiada zgodnie z zapisami IRiESD-Bilansowanie umocowanie przez:
- URD przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ENEA S.A., lub
  - sprzedawcę posiadającego zawarte umowy sprzedaży z URD z obszaru sieci dystrybucyjnej ENEA S.A.
- do pełnienia funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe na RB w rozumieniu IRiESP.
- B.3.4. Zgłoszenie umowy sprzedaży obejmuje planowaną ilość energii do wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej ENEA S.A. oraz planowaną do pobrania z sieci dystrybucyjnej ENEA S.A. przez wszystkich URD, dla których dany URB, o którym mowa w pkt. B.3.3. prowadzi bilansowanie handlowe, w podziale na poszczególne MB reprezentujące dostawy energii realizowane w sieci dystrybucyjnej ENEA S.A. nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.
- B.3.5. Dla celów zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej przez URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD, przyjmuje się zasady oznaczania poszczególnych godzin i dób zgodnie z regułami określonymi przez OSP w IRiESP.
- B.3.6. Podstawowym sposobem zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej jest ich przekazanie na adresy poczty elektronicznej lub serwery ftp, zgodnie z zapisami umowy współpracy, o której mowa w pkt. A.5.3.3. W przypadku zaimplementowania przez OSD systemu informatycznego, dopuszcza się inną formę elektronicznego przekazywania danych i zgłoszeń – niegenerującego dodatkowych kosztów dla URB, poza kosztami przekazywania danych.
- B.3.7. Rezerwowym sposobem zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej jest ich przekazanie z wykorzystaniem faksu lub innej uzgodnionej drogi łączności, zgodnie z zapisami umowy współpracy, o której mowa w pkt. A.5.3.3.
- B.3.8. W przypadku zgłoszeń umowy sprzedaży energii elektrycznej przekazywanej do OSD w formie elektronicznej, standardy takiego zgłoszenia określa OSD. OSD udostępnia wzór takiego zgłoszenia zainteresowanym podmiotom. W przypadku zgłaszania umowy sprzedaży w formie papierowej wymagane jest, aby formularz był podpisany przez osobę upoważnioną.
- B.3.9. Zgłoszenie umowy sprzedaży energii elektrycznej odbywa się za pomocą formularza, którego wzór zamieszczono w Tablicy W.1. Wzór ten obowiązuje dla formularzy przesyłanych elektronicznie lub faksem.
- B.3.10. Ilości energii elektrycznej w formularzu są podawane w MWh,

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki

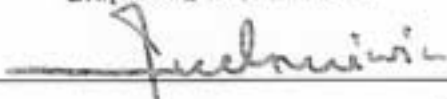
dr Leszek Juchniewicz

dr Leszek Juchniewicz

z dokładnością do 0,001 MWh.

- B.3.11. Proces przyjmowania przez OSD zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej na dobę  $n$ , w postaci formularza zgodnego z zapisami pkt. B.3.10. kończy się o godz. 13:00 doby  $n-1$  lub godzinie określonej w umowie współpracy.
- B.3.12. Dopuszcza się następujące formy przekazania: e-mail, fax, strona www.
- B.3.13. Jeżeli przekazany formularz będzie zawierał błędy lub będzie niezgodny z zapisami IRiESD-Bilansowanie, to OSD może odrzucić takie zgłoszenie, zawiadamiając o tym URB dokonującego zgłoszenie zgodnie z zapisami umowy współpracy, o której mowa w pkt. A.5.3.3.
- B.3.14. W przypadku braku zgłoszenia na dobę  $n$  umowy sprzedaży przez URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, OSD przyjmuje w takim przypadku wartość zero w każdej godzinie i dla każdego MB reprezentującego dostawę energii realizowane w sieci dystrybucyjnej ENEA S.A. nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.
- B.3.15. Dla przypadków wyszczególnionych w pkt. B.3.14. i B.3.15., OSD jako zgłoszenie przyjmuje:
- wielkość z przedziału od 0 MWh do rzeczywistej maksymalnej wielkości energii pobranej/oddanej w poprzednim okresie rozliczeniowym – w przypadku posiadania przez OSD rzeczywistych danych historycznych, albo
  - wielkość z przedziału od 0 MWh do wielkości równej  $2 * \text{suma mocy umownych dla URB} * \text{czas [1h]}$  – do czasu uzyskania danych rzeczywistych.
- B.3.16. Obowiązek zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej spoczywa również na  $URB_{SD}$ . Zgłoszenie to jest zestawieniem zawartych USE zgłoszonych do OSP, zgodnie z IRiESP-Bilansowanie.  $URB_{SD}$  przekazuje OSD powyższe dane w terminach i w formie zgodnych z IRiESP-Bilansowanie, w sposób wzajemnie uzgodniony.
- B.3.17. Zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej stanowią tajemnicę handlową, zgodnie z zapisami umowy współpracy, o której mowa w pkt. A.5.3.3., i nie mogą być udostępniane przez OSD osobom trzecim, w szczególności innym uczestnikom rynku bilansującego, za wyjątkiem podmiotów pełniących w imieniu i na rzecz OSD funkcję OP lub OHT.

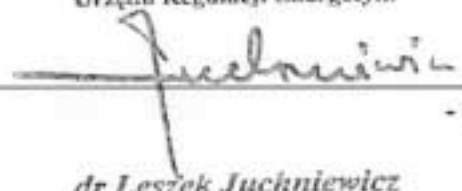
PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki

  
dr Leszek Juchniewicz

Wzór formularza dla URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD

Kod OSD: EPSA – D23		Nazwa OSD: ENEA S.A. ul. Nowowiejskiego 11, 60-967 Poznań						
Kod URB:		Nazwa URB:						
Kod JG <sub>0</sub> URB:		Dane osoby dokonującej zgłoszenia:						
Data doby: dd.mm.rrrr		Uwagi:						
<b>Ilości energii w poszczególnych MB (z obszaru ENEA S.A.) składających się na JG<sub>0</sub> URB</b>								
Godzina doby	...oznaczenie MB <sub>1</sub> ...		...oznaczenie MB <sub>2</sub> ...		...oznaczenie MB <sub>n</sub> ...		RAZEM (Σ MB)	
	En. pobrana przez URD	En. oddana przez URD	En. pobrana przez URD	En. oddana przez URD	En. pobrana przez URD	En. oddana przez URD	En. pobrana przez URD	En. oddana przez URD
-	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
							<b>SUMA</b>	

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki



dr Leszek Juchniewicz



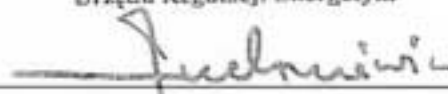
## C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

### 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 niebędących Uczestnikami Rynku Bilansującego. Dopuszcza się realizowanie niektórych zadań Operatora Pomiarów wskazanym przez OSD podmiotom.
- 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 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 pkt. C.1.2. są przekazywane przez OSD poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE), zgodnie z zasadami i w terminach określonych w IRiESD oraz w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSD i 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:
- wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii w miejscach dostarczania (MD) na podstawie uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych;
  - wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii dla MB na podstawie algorytmów agregacji oraz rzeczywistej ilości dostaw energii dla MD, określonej zgodnie z powyższym pkt. a) lub wstępnej, szacunkowej ilości dostaw energii dla MB na podstawie, dokonanych przez URB, zgłoszeń umów sprzedaży.
- C.1.5. OSD wyznacza rzeczywistą lub szacunkową ilość energii, o której mowa w pkt. 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. Dla każdej godziny  $h$  doby handlowej, OSD wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii w danym MB reprezentującym dostawy energii realizowane w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego i przyporządkowanym do URB odpowiedzialnego za bilansowanie URD, według poniższych algorytmów:

$$E_{RZ(\cdot),h}^{MB,URB} = \sum_{i=1}^k E_{RZ,h}^{URD_i}$$

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki

  
dr Leszek Juchniewicz

$$E_{RZ(-),h}^{MB\_URB} = \sum_{i=1}^M E_{RZ,h}^{URD_i}$$

gdzie:

$E_{RZ(+),h}^{MB\_URB}$  – całkowita ilość energii oddana do sieci dystrybucyjnej w godz. h przez URD będących wytwórcami dla MB przyporządkowanego do URB odpowiedzialnego za bilansowanie URD;

$E_{RZ(-),h}^{MB\_URB}$  – całkowita ilość energii pobrana z sieci dystrybucyjnej w godz. h przez URD będących odbiorcami dla MB przyporządkowanego do URB odpowiedzialnego za bilansowanie URD;

$E_{RZ,h}^{URD_w}$  – ilość energii oddana do sieci dystrybucyjnej w godz. h przez URD będącego wytwórcą;

$E_{RZ,h}^{URD_o}$  – ilość energii pobrana z sieci dystrybucyjnej w godz. h przez URD będącego odbiorcą;

L – liczba URD będących wytwórcami, przypisanych do danego MB, które zostało przyporządkowane do URB odpowiedzialnego za bilansowanie URD;

M – liczba URD będących odbiorcami, przypisanych do danego MB, które zostało przyporządkowane do URB odpowiedzialnego za bilansowanie URD.

C.1.7. Dla każdej godziny h doby handlowej, OSD wyznacza szacunkowe ilości dostaw energii w danym MB reprezentującym dostawy energii realizowane w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego i przyporządkowanym do URB odpowiedzialnego za bilansowanie URD, na podstawie zgłoszeń umów sprzedaży zgodnie z pkt. B.3. oraz według poniższych algorytmów:

$$E_{SZ(+),h}^{MB\_URB} = E_{USE(+),h}^{MB\_URB} \cdot \frac{E_{RZ,h}^{ENEA}}{\sum_{k=1}^L E_{USE,h}^{URB_k} + E_{USE}^{URB\_SD}}$$

$$E_{SZ(-),h}^{MB\_URB} = E_{USE(-),h}^{MB\_URB} \cdot \frac{E_{RZ,h}^{ENEA}}{\sum_{k=1}^L E_{USE,h}^{URB_k} + E_{USE}^{URB\_SD}}$$

gdzie:

$E_{SZ(+),h}^{MB\_URB}$  – szacunkowa całkowita ilość energii oddana do sieci dystrybucyjnej w godz. h przez URD będących wytwórcami, dla MB przyporządkowanego do URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD;

$E_{SZ(-),h}^{MB\_URB}$  – szacunkowa całkowita ilość energii pobrana z sieci dystrybucyjnej w godz. h przez URD będących odbiorcami, dla MB przyporządkowanego do URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD;

$E_{USE(+),h}^{MB\_URB}$  – zgłoszona przez URB zgodnie z pkt. B.3. ilość energii oddana do sieci

Urzedu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

dystrybucyjnej w godz.  $h$  przez URD będących wytwórcami, którzy są przypisani do danego MB;

$E_{USE(-),h}^{MB\_URB}$  – zgłoszona przez URB zgodnie z pkt. B.3. ilość energii pobrana z sieci dystrybucyjnej w godz.  $h$  przez URD będących odbiorcami, którzy są przypisani do danego MB;

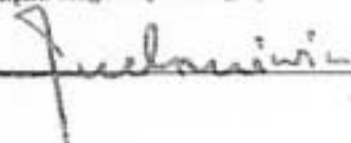
$E_{RZ,h}^{ENEA}$  – saldo rzeczywistej ilości energii w godz.  $h$  we wszystkich MB przypisanych do obszaru ENEA S.A.;

$\sum_{k=1}^L E_{USE,h}^{URB_k}$  – saldo zgłoszonej zgodnie z pkt. B.3. przez wszystkich URB ilości energii w godz.  $h$  dla wszystkich MB przyporządkowanych do URB odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe URD z obszaru ENEA S.A.;

$E_{USE}^{URB\_SD}$  – saldo zgłoszonych przez  $URB_{SD}$  do OSP zawartych USE w godz.  $h$ .

- C.1.8. Szacunkowe dane o ilościach energii za godz.  $h$  doby  $n$  w danym MB reprezentującym dostawy energii realizowane w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego i przyporządkowanym do URB odpowiedzialnego za bilansowanie URD, są przekazywane do OSP, jeżeli OSD nie pozyska rzeczywistych danych pomiarowych fizycznych punktów pomiarowych dla tego MB.
- C.1.9. OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR) lub wyznacza szacunkowe (wstępne) dane pomiarowe na podstawie zgłoszeń umów sprzedaży dokonywanych zgodnie z odpowiednimi postanowieniami rozdziału B.3. Przekazywanie danych pomiarowych do OSP określających ilości dostaw energii dla MB reprezentujących dostawy energii realizowane w sieci dystrybucyjnej, jest dokonywane dla doby  $n$ , zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP-Bilansowanie. IRiESP-Bilansowanie nie wymaga, aby ilości dostaw energii w MB wyznaczone w trybie wstępnym i podstawowym, były przekazywane do OSP przez OSD na podstawie ostatecznych danych pomiarowych. Zakres danych pomiarowych pozyskiwanych przez OSP z LSPR jest określony w umowie przesyłowej zawartej pomiędzy OSP a OSD.
- C.1.10. OSD ma prawo do dokonywania korekt danych o ilości dostaw energii elektrycznej w trybie przewidzianym w cyklu korygującym opisanym w IRiESP. Korekta danych dotyczyć będzie rzeczywistej ilości energii elektrycznej wyznaczonej przez OSD po zakończeniu okresu rozliczeniowego zawartego w umowie współpracy z URB, na podstawie danych pomiarowych uzyskanych z liczników energii elektrycznej z rejestracją profili obciążeń lub na podstawie wskazania odczytu rozliczeniowego i skorelowanych standardowych profili obciążeń, o których mowa w rozdziale G.

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki

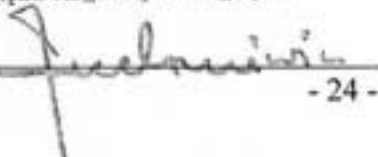
  
dr Leszek Juchniewicz

- C.1.11. Przekazywanie danych pomiarowych pomiędzy OSP i OSD jest realizowane poprzez system WIRE 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.1.12. 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<sub>SD</sub> oraz modyfikację MB, wchodzącego w skład JG Odbiorcy sieciowego (URB<sub>SD</sub>), poprzez uwzględnianie odpowiednich MB z przeciwnym znakiem przy wyznaczaniu energii rzeczywistej (ER) dla JG URB i JG Odbiorcy sieciowego.
- C.1.13. Analogicznie jak w pkt. C.1.12., 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.1.14. OSD przyporządkowuje URD do poszczególnych MB z uwzględnieniem m.in.:
- a) struktury sieci dystrybucyjnej;
  - b) przepływów energii elektrycznej w normalnym układzie pracy sieci dystrybucyjnej.
- C.1.15. Dla URD posiadającego więcej niż jedno MD, OSD może zgodnie z zasadami określonymi w pkt. C.1.14, przyporządkować dla każdego MD inne MB.
- C.1.16. OSD przekazuje URB odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe URD konfigurację przyporządkowanych URD do MB w terminie 7 dni roboczych od pisemnego otrzymania kodów MB reprezentujących dostawy w obszarze sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD oraz wykazu URD wraz ich nazwą i adresem, dla których URB będzie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie.

## C.2. UDOSTĘPNIANIE DANYCH POMIAROWYCH

- C.2.1. OSD pełniąc funkcję administratora pomiarów, jest odpowiedzialny za eksploatację i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi.

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki

  
- 24 -  
dr Leszek Juchniewicz



- C.2.2. W ramach swoich działań, OSD udostępnia dane pomiarowe związane z bilansowaniem handlowym na Rynku Bilansującym użytkowników systemu, którzy spełniają łącznie następujące warunki:
- są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej ENEA S.A. nie objętej obszarem Rynku Bilansującego;
  - są uprawnieni do prawa wyboru sprzedawcy;
  - wskazali Odbiorcę sieciowego (URB<sub>SD</sub>) albo innego URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym i posiadają umowę na warunkowe bilansowanie handlowe z URB<sub>SD</sub>.
- C.2.3. OSD udostępnia dane pomiarowe, o których mowa w pkt. C.2.2. następującym podmiotom:
- 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 umocował do działania w jego imieniu i na jego rzecz w umowie dystrybucyjnej zawartej z OSD.
- C.2.4. Udostępnianie danych pomiarowych podmiotom wyszczególnionym w pkt. C.2.3.a) oraz pkt. C.2.3.b) odbywa się na podstawie zgody URD wyrażonej w umowie dystrybucyjnej zawartej pomiędzy OSD a URD.
- C.2.5. OSD udostępnia dane pomiarowe, którymi zarządza i pozyskuje za pomocą LSPR, podmiotom wyszczególnionym w pkt. C.2.3.a) oraz pkt. C.2.3.b), poprzez wystawianie ich na stronę www lub serwer ftp, zgodnie z zapisami umowy dystrybucyjnej.
- C.2.6. OSD wyznacza energię rzeczywistą dla URD w cyklach miesięcznych i udostępnia dane pomiarowe do piątego dnia kolejnego miesiąca za miesiąc poprzedni. W przypadku braku danych pomiarowych 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 pkt. C.2.8., ilość energii elektrycznej wprowadzanej do sieci lub pobranej z sieci lub określa się w każdej godzinie doby lub miesiąca w następujący sposób:
- na podstawie współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie);
  - 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.2.10. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD przekazuje do OSP wstępne dane pomiarowe obliczone jako średnia arytmetyczna z ostatnich pięciu pomiarów dla danej godziny.

### C.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

#### C.3.1. Wymagania ogólne

Wymagania w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych dotyczą przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wytwórców i odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy (URD), użytkowników systemu niekorzystających z prawa wyboru sprzedawcy oraz użytkowników systemu nieuprawnionych (gospodarstwa domowe). Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań technicznych obowiązuje od dnia obowiązywania IRiESD w przypadku układów nowobudowanych, modernizowanych oraz zainstalowanych u URD będących wytwórcami oraz odbiorcami. Koszty modernizacji układów ponosi ich właściciel.

C.3.1.1. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego powinny 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. Dla sieci trójfazowej układ pomiarowo-rozliczeniowy powinien być zabudowany w układzie trójsystemowym.

C.3.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny być zainstalowane:

- a) w przypadku wytwórców przyłączonych do sieci 110 kV – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb własnych;
- b) w przypadku wytwórców przyłączonych do sieci SN – po stronie górnego napięcia transformatora SN/nN oraz w wydzielonym obwodzie potrzeb własnych, jeżeli moc umowna potrzeb własnych nie przekracza 50 % sumy mocy znamionowej generatorów;
- c) w przypadku wytwórców przyłączonych do sieci nN – na napięciu sieci, do której wytwórca jest przyłączony oraz w wydzielonym obwodzie potrzeb własnych, jeżeli moc umowna potrzeb własnych nie przekracza 50 % sumy

mocy znamionowej generatorów;

- d) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony;
- e) w innych lokalizacjach, niż podane w pkt. a) do d), w miejscach określonych w warunkach przyłączenia i umowie dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej;
- f) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii – dodatkowo na zaciskach generatora odnawialnego źródła energii w celu potwierdzania przez OSD ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

C.3.1.4. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego, instalują dla celów rozliczeniowych, kontrolnych i bilansowych, układy pomiarowe energii elektrycznej oraz układy transmisji danych pomiarowych zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.

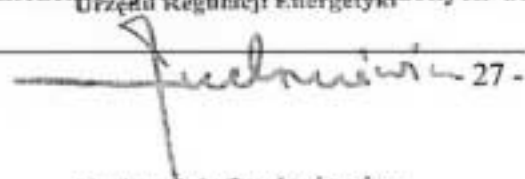
C.3.1.5. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli się na 5 kategorii:

- a) kat. A1 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu 110 kV i dla pomiarów energii przy mocy umownej większej lub równej 30 MW;
- b) kat. A2 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu 110 kV i dla pomiarów energii przy mocy umownej 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 i prądzie znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego 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 przelicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A.

C.3.1.6. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

- a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej – dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia;
- b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia – dla odbiorców nieposiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW;
- c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1;

Urząd Regulacji Energetyki

  
27 -  
dr Leszek Juchniewicz



d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora odnawialnego źródła energii.

OSD dopuszcza dla układów pomiarowo-rozliczeniowych zaliczonych do kategorii C1, instalowanie u odbiorców liczników energii elektrycznej bez rejestracji profilu obciążenia.

C.3.1.7. Miejsce zainstalowania podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego określa OSD, w warunkach przyłączenia.

C.3.1.8. 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.

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

C.3.1.9. 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.3.1.10. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w istniejących układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych powinien wynosić nie więcej niż 10, a dla nowobudowanych lub modernizowanych nie więcej niż 5.

C.3.1.11. Użytkownicy systemu, których zamówiona moc umowna wzrasta stopniowo do mocy umownej docelowej, powinni jedynie dostosowywać przekładniki do bieżącej mocy umownej, natomiast liczniki energii elektrycznej powinny spełniać wymagania dla kategorii zgodnej z mocą umowną docelową.

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

C.3.1.13. Postanowienia pkt. C.3. dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych nowobudowanych oraz modernizowanych.

C.3.1.14. Układy pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane u wytwórców lub odbiorców zamierzających skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, powinny spełniać postanowienia pkt. C.3.

### **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 pkt. 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 0,2.

Urządzenie Regionalny Energetyk

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 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 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej.

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

- a) przekładniki prądowe i napięciowe służące do pomiaru energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5;
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej;
- c) liczniki energii elektrycznej w układach bilansowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej.

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

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

Od podmiotów zaliczanych do kat. 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 tą samą klasę dokładności.

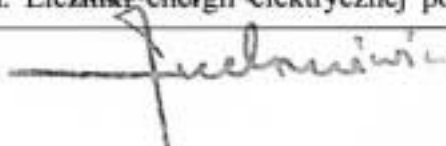
Od podmiotów zaliczanych do kat. A2 wymaga się, aby układy te były równoważne oraz liczniki energii elektrycznej w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym posiadały tą samą klasę dokładności.

C.3.2.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny być wyposażone w układy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSD zgodnie z pkt. C.4.

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. 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

  
 - 29 -  
 dr Leszek Juchniewicz

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 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 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 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 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 do LSPR OSD zgodnie z pkt. C.4.

C.3.3.6. 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.

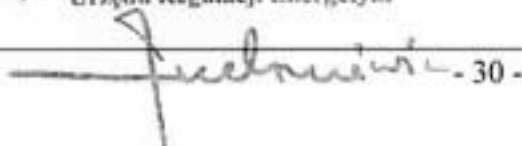
C.3.4.2. OSD decyduje o zasadności wyposażenia układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C1 w liczniki z rejestracją profili.

C.3.4.3. W przypadku instalowania liczników energii elektrycznej z rejestracją profili obciążenia, powinny one 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.3.5. 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 0,5.

PREZES  
Urzedu Regulacji Energetyki

  
- 30 -  
dr Leszek Juchniewicz

- 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. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kat. C2 powinny być wyposażone w układy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSD zgodnie z pkt. C.4.
- C.3.5.4. 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.4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW TRANSMISJI DANYCH POMIAROWYCH**

- C.4.1. Wymagania w zakresie układów transmisji danych pomiarowych dotyczą przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wytwórców i odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy, będących URD oraz użytkowników systemu nie korzystających z prawa wyboru sprzedawcy. Układy transmisji danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych powinny być zrealizowane własnym kosztem i staraniem właściciela, przy czym w przypadku grup C1 i C2 decyzję w zakresie konieczności ich instalowania podejmie OSD.
- 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:
- a) bezpośrednie pozyskiwanie danych poprzez łącza komunikacyjne;
  - b) pozyskiwanie danych ze wskazanych serwerów ftp, stron www.
- C.4.4. Układy transmisji danych pomiarowych powinny zapewnić znormalizowany 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 URD.
- 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”;

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki

  
dr Leszek Juchniewicz

- 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”;
- 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. C2 są następujące:

- a) transmisja danych z układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej do LSPR OSD powinna być realizowana w sposób „off-line”;
- 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 oraz “off line” – raz w dobie (przekazywanie na wskazany przez OSD serwer ftp lub stronę www) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego. OSD dopuszcza możliwość zastosowania dla obu układów transmisji tryb “on line”, dwoma niezależnymi drogami.

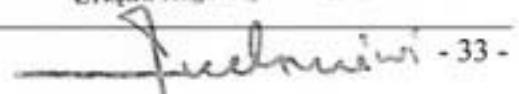
C.5.2. Dane pomiarowe dla użytkowników systemu zaliczonych do kategorii B pozyskiwane będą przez OSD za pomocą LSPR w trybie “off line” – raz w dobie (przekazywanie na wskazany serwer ftp lub stronę www) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego oraz przez lokalny odczyt profilu przez właściwe służby OSD – raz w miesiącu, wg obowiązujących na obszarze działania harmonogramów odczytów dla układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego.



OSD dopuszcza możliwość zastosowania dla obu układów transmisji tryb "off line".

- 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 profilu przez właściwe służby OSD – raz w miesiącu wg obowiązujących na obszarze działania harmonogramów odczytów.
- C.5.4. Dane pomiarowe dla użytkowników systemu zaliczonych do kategorii C1, w przypadku układów wyposażonych w liczniki energii elektrycznej z rejestracją profilu obciążenia, pozyskiwane będą przez lokalny odczyt profilu przez właściwe służby OSD – raz w miesiącu wg obowiązujących na obszarze działania harmonogramów.
- C.5.5. Dla użytkowników systemu zaliczonych do kategorii C1 w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych niewyposażonych w liczniki energii elektrycznej z rejestracją profilu obciążenia, pozyskiwanie danych odbywać się będzie przez lokalny odczyt stanu licznika przez właściwe służby OSD – wg obowiązujących na obszarze działania harmonogramów odczytów. Rzeczywiste godzinowe pobranie/oddanie energii elektrycznej zostanie wyznaczone przez skorelowanie odczytanych stanów liczników ze standardowymi profilami zużycia i algorytmami zamieszczonymi w rozdziale G.
- C.5.6. W przypadku zmiany URB przez URD zostaną przeprowadzone następujące czynności związane z odczytem układów pomiarowo-rozliczeniowych:
- 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 przez URD;
  - 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 31±5 dni dla układów niewyposażonych w urządzenia do transmisji danych, po zmianie URB przez URD;
  - dla użytkowników systemu zaliczonych do kategorii C1, zostaną wykonane standardowe procedury wynikające z pkt. C.5.4. Granicznym terminem pozyskania danych pomiarowych jest 31± 5 dni po zmianie URB przez URD;
  - dla użytkowników systemu zaliczonych do kategorii C1 w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie wyposażonych w liczniki energii elektrycznej z rejestracją profilu obciążenia zostanie przeprowadzony dodatkowy odpłatny odczyt w okresie od pięciu dni poprzedzających do pięciu dni po zmianie URB przez URD. Jeśli odczyt pokrywałby się z zamknięciem okresu rozliczeniowego, wynikającego z rozliczeń usług dystrybucji, wówczas nie jest pobierana opłata dodatkowa.
- C.5.7. OSD zobowiązany jest do przekazywania danych pomiarowych do OSP w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych w terminach **wyznaczonych** w IRiESP.

Urzedu Regulacji Energetyki

 - 33 -

dr Leszek Juchniewicz

- C.5.8. OSD może przekazywać dane pomiarowe sprzedawcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, w terminach określonych w umowie dystrybucyjnej za okresy inne niż określone w IRiESD. Wówczas przekazywanie danych odbywa się za dodatkową opłatą, określoną w umowie dystrybucyjnej i skalkulowaną przez OSD w oparciu o koszty związane z dodatkowymi odczytami.
- C.5.9. OSD zobowiązany jest do przekazywania danych pomiarowych podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe URD w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych w terminach określonych w umowie współpracy.
- C.5.10. OSD zobowiązany jest do przekazywania danych pomiarowych URD w momencie wystawienia faktury za świadczone usługi dystrybucji. W miarę możliwości technicznych i organizacyjnych OSD może przekazywać dane pomiarowe URD w terminach określonych w umowie dystrybucyjnej. Wówczas przekazywanie danych odbywa się za dodatkową opłatą określoną w umowie dystrybucyjnej i skalkulowaną przez OSD w oparciu o koszty związane z dodatkowymi odczytami.

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

- D.1. Odbiorca sieciowy (URB<sub>SD</sub>) 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.
- D.2. Warunkiem koniecznym realizacji funkcji bilansowania handlowego URD, w tym obowiązku przejmowania odpowiedzialności na bilansowanie handlowe w przypadku zaprzestania działalności przez dotychczasowego URB, przez Odbiorcę sieciowego (URB<sub>SD</sub>) działającego na obszarze OSD jest istnienie, pomiędzy URD a Odbiorcą sieciowym (URB<sub>SD</sub>) odpowiedniej umowy warunkowego bilansowania handlowego URD. Umowa ta jest zawierana równoległe z umową dystrybucyjną pomiędzy URD a OSD.
- D.3. URD ma prawo wskazać OSD, Uczestnika Rynku Bilansującego (URB) innego niż Odbiorca sieciowy (URB<sub>SD</sub>) działający na obszarze OSD, który to URB w ramach swojej Jednostki Grafikowej (JG), będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe URD na Rynku Bilansującym (RB).

PREZES  
Urzedu Regulacji Energetyki

  
dr Leszek Juchniewicz

D.4. Podstawą do dokonania zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD jest wprowadzenie odpowiednich zapisów w umowach pomiędzy:

1) URD i:

- a) OSD,
- b) Odbiorcą sieciowym (URB<sub>SD</sub>) albo URB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD,
- c) URB albo Odbiorcą sieciowym (URB<sub>SD</sub>) przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD;

oraz

2) OSP i:

- a) Odbiorcą sieciowym (URB<sub>SD</sub>) albo URB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD,
- b) URB albo Odbiorcą sieciowym (URB<sub>SD</sub>) przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD,
- c) OSD;

oraz

3) OSD i URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD.

D.5. URD, OSP, Odbiorca sieciowy (URB<sub>SD</sub>) lub URB przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD oraz URB przejmujący tą odpowiedzialność, są zobowiązani do bezwzględnego powiadomienia OSD w formie pisemnej o zawarciu odpowiednich umów lub aneksów do umów, o których mowa w pkt. D.4.

D.6. Zmiana w przyporządkowaniu danego URD do podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe następuje z datą wejścia w życie aneksu do umowy, o której mowa w pkt. D.4.2)c). Aneks ten jest podpisywany po spełnieniu warunków określonych w pkt. D.5.

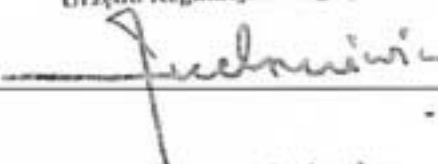
D.7. OSP ma obowiązek skutecznego poinformowania OSD, URB<sub>SD</sub> oraz URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD z wyprzedzeniem co najmniej 30 dniowym o dacie zaprzestania działalności na RB przez URB. OSD niezwłocznie po uzyskaniu ww. informacji powiadamia URD o obowiązku wskazania nowego URB, który przejmie odpowiedzialność za jego bilansowanie handlowe w trybie zgodnym z zapisami IRiESD-Bilansowanie. Wskazanie nowego URB przez URD oraz potwierdzenie przez wskazanego URB przejęcia odpowiedzialności za bilansowanie URD musi nastąpić przed terminem zaprzestania działalności na Rynku Bilansującym przez dotychczasowego URB. Jeżeli w tym okresie URD nie wskaże zgodnie z IRiESD-Bilansowanie nowego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas po dacie zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego URB, URB<sub>SD</sub> staje się odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD zgodnie z zawartą umową na warunkowe bilansowanie handlowe z zastrzeżeniem pkt. D.4.

D.8. W przypadku, gdy URB wskazany przez URD, jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe zaprzestanie działalności na Rynku Bilansującym (RB), odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD przechodzi na nowego URB, o

ile został wyznaczony zgodnie z IRiESD-Bilansowanie lub na URBS<sub>SD</sub> zgodnie z pkt. A.4.4.4.

- D.9. URB odpowiedzialny za bilansowanie handlowe URD jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD, URD i ich sprzedawców o zaprzestaniu działalności na RB w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie.
- D.10. Jeżeli zgodnie z pkt. D.8. odpowiedzialność za bilansowanie handlowe danego URD przejęta została przez nowego URB, a dany URD nie posiada zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej, do czasu ich wejścia w życie i zgłoszenia zgodnie z rozdziałem B IRiESD-Bilansowanie, sprzedaż i zakup energii elektrycznej przez URB na rzecz URD, realizowana jest na zasadach określonych w umowie zawartej pomiędzy URD a nowym URB.

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki

  
dr Leszek Juchniewicz

## E. ZASADY ZMIANY SPRZEDAWCY

### E.1. WYMAGANIA OGÓLNE

E.1.1. Zasady zmiany sprzedawcy dotyczą odbiorców uprawnionych do skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy i chcących z tego prawa skorzystać oraz Uczestników Rynku Detalicznego będących odbiorcami korzystającymi z prawa wyboru sprzedawcy (URD<sub>0</sub>).

Zasady zmiany sprzedawcy dotyczące odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej objętej obszarem Rynku Bilansującego i będących lub zamierzających zostać URB, wynikają z zapisów IRiESP oraz zapisów obowiązujących umów dotyczących zasad wypowiedzenia.

E.1.2. Odbiorca, o którym mowa w pkt. E.1.1., który nabył prawo do zmiany sprzedawcy, z tego prawa korzysta i który jest zakwalifikowany do IV lub V grupy przyłączeniowej nie może zawierać umów sprzedaży energii elektrycznej, na ten sam okres, z więcej niż jednym sprzedawcą z przeznaczeniem zakupionej energii elektrycznej dla jednego miejsca dostarczenia. Zawarta w takich okolicznościach kolejna umowa sprzedaży energii elektrycznej nie będzie realizowana przez OSD.

W przypadku więcej niż jednego miejsca dostarczenia, dopuszcza się zawarcie przez odbiorcę oddzielnych umów sprzedaży energii elektrycznej dla każdego miejsca dostarczenia.

E.1.3. Sprzedawca zamierzający sprzedawać energię elektryczną na obszarze działania określonego OSD, jest zobowiązany zawrzeć z tym operatorem umowę dystrybucyjną, o której mowa w pkt. A.5.3.4.

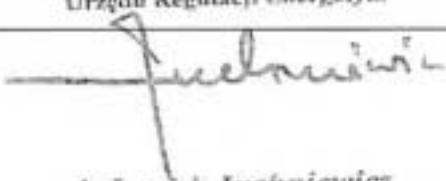
E.1.4. Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest przez OSD odczyt danych pomiarowych z układu pomiarowo-rozliczeniowego. Odczyt ten dokonywany jest na dzień zmiany sprzedawcy, nie później niż piątego dnia po zakończeniu miesiąca.

E.1.5. Rozliczenia pomiędzy OSD, a sprzedawcą określone w umowie dystrybucyjnej będą dotyczyć dodatkowych odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonywanych przez OSD, tzn. w terminach innych niż standardowo dokonuje ich OSD, w tym w szczególności odczytów dokonywanych w związku ze zmianą sprzedawcy.

E.1.6. Zmiana sprzedawcy dokonywana jest z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów dotyczących zasad wypowiedzenia, przy czym:

- a) dla odbiorców grupy taryfowej C – odbiorca może zmienić sprzedawcę do dwóch razy w ciągu kolejnych 12 miesięcy. Proces zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej) nie może przekroczyć okresu 2 miesięcy, licząc od momentu spełnienia wymagań określonych w pkt. E.2.;
- b) dla odbiorców grupy taryfowej G – odbiorca może zmienić sprzedawcę do dwóch razy w ciągu kolejnych 12 miesięcy. Proces zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej) nie może przekroczyć okresu 2 miesięcy licząc od momentu spełnienia wymagań określonych w pkt. E.2.;

Urzędu Regulacji Energetyki

  
- 37 -  
dr Leszek Juchniewicz

**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 pkt. E.2.4., nie wcześniej jednak niż w terminie określonym w pkt. E.2.5.
- E.2.2. Warunkiem realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w pkt. E.2.1., jest istnienie umowy dystrybucji, o której mowa w pkt. E.1.3. zawartej pomiędzy wybranym przez odbiorcę sprzedawcą a OSD oraz umów, o których mowa w pkt. D.5
- E.2.3. Po zawarciu umowy sprzedaży, o której mowa w pkt. E.2.1., odbiorca informuje w formie pisemnej OSD o tej okoliczności w trybie i na zasadach określonych w rozdziale B IRiESD-Bilansowanie.
- Sprzedawca powiadamia OSD o fakcie zawarcia umowy sprzedaży z odbiorcą, w trybie i na zasadach określonych w rozdziale B IRiESD-Bilansowanie oraz w umowie współpracy.
- E.2.4. W celu realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w pkt. E.2.1., odbiorca zawiera z OSD umowę dystrybucyjną, o której mowa w pkt. A.5.3.2.
- 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 pkt. E.2.3.
- E.2.6. Odbiorca korzystający z prawa wyboru sprzedawcy otrzymuje od OSD jedynie fakturę z tytułu świadczonych usług dystrybucji.

**E.3. ZASADY ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ**

- E.3.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez odbiorcę jest:
- istnienie umowy dystrybucji, o której mowa w pkt. E.1.3., zawartej pomiędzy OSD, a kolejnym sprzedawcą danego odbiorcy;
  - istnienie umów, o których mowa w pkt. D.5.
- 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 pkt. E.3.4.

E.3.3. Odbiorca i jego kolejny sprzedawca powiadamiają OSD, na zasadach opisanych w pkt. E.2.3., fakt zawarcia ze sobą umowy sprzedaży energii elektrycznej.

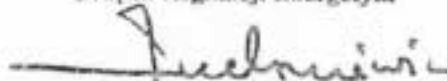
E.3.4. Zasady wchodzenia w życie umowy zawartej przez odbiorcę z jego kolejnym sprzedawcą regulowane będą w umowie współpracy. Powinny one zostać tak sformułowane, aby umożliwić dotychczasowemu sprzedawcy końcowe rozliczenie odbiorcy na podstawie danych pomiarowych udostępnionych przez OSD.

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

- a) skutecznego poinformowania OSD przez kolejnego sprzedawcę o podpisaniu umowy sprzedaży z odbiorcą, na zasadach określonych w pkt. E.2.3.;
- b) skutecznego poinformowania OSD przez odbiorcę o zawarciu umowy sprzedaży z kolejnym sprzedawcą na zasadach określonych w pkt. E.2.3.

E.3.5. OSD dokonuje weryfikacji otrzymanych informacji, o których mowa w pkt. E.3.4., przyjmuje umowę do realizacji i powiadamia dotychczasowego sprzedawcę o dacie wejścia w życie nowej umowy sprzedaży, w trybie i na zasadach określonych w rozdziale B IRiESD-Bilansowanie oraz w umowie współpracy.

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki



dr Leszek Juchniewicz

## F. PROCEDURY ZWIĄZANE ZE ZMIANĄ SPRZEDAWCY

### F.1. UDZIELANIE INFORMACJI ORAZ ODPOWIEDZI NA ZAPYTANIA DOTYCZĄCE ZMIANY SPRZEDAWCY

- F.1.1. Odbiorca składa pisemny wniosek o udzielenie informacji o zasadach zmiany sprzedawcy.
- F.1.2. OSD w terminie do 14 dni od daty otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt. F.1.1. udziela odpowiedzi o sposobie postępowania związanym ze zmianą sprzedawcy.

### F.2. PROCEDURA PIERWSZEJ ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URD (\*)

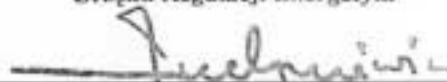
- F.2.1. URD składa do OSD wnioski o określenie warunków technicznych w zakresie dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów transmisji danych pomiarowych.
- F.2.2. OSD w terminie 14 dni roboczych określa warunki, o których mowa w pkt. F.2.1. i przesyła je do URD.(\*\*)
- F.2.3. URD przekazuje do OSD informację o zrealizowaniu warunków technicznych w zakresie dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów transmisji danych pomiarowych.(\*\*)
- F.2.4. OSD dokonuje odbioru w zakresie dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wydanych warunków technicznych oraz przeprowadza próby związane z transmisją danych pomiarowych do LSPR OSD.(\*\*)
- F.2.5. URD oraz sprzedawca zgłaszają do OSD informację o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej. OSD wysyła do nowego sprzedawcy informację o przyjęciu bądź odrzuceniu zgłoszenia w terminie określonym w rozdziale B.
- F.2.6. URD bezpośrednio lub pośrednio poprzez sprzedawcę oraz URB (podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe) zgłaszają do OSD informację o zawarciu umowy bilansowania handlowego.
- F.2.7. OSD przekazuje URD druk wniosku o zawarciu umowy o świadczenie usług dystrybucji.
- F.2.8. URD składa do OSD wnioski o zawarciu umowy dystrybucyjnej.
- F.2.9. W terminie 14 dni roboczych:
- OSD przygotowuje i przesyła do URD umowę dystrybucyjną;
  - URB<sub>SD</sub> przekazuje URD umowę warunkowego bilansowania handlowego, która obowiązywać będzie w przypadku nie wskazania URB odpowiedzialnego za bilansowanie lub zaprzestania działalności na Rynku Bilansującym (RB) przez URB wybranego przez odbiorcę.
- F.2.10. URD przekazuje do URB<sub>SD</sub> podpisaną umowę warunkowego bilansowania handlowego, o której mowa w pkt F.2.9. ppkt. a.  
URD przekazuje do OSD podpisaną umowę dystrybucyjną, o której mowa w pkt F.2.9. ppkt b.

PREZES



- F.2.11. OSD zawiera umowę dystrybucyjną z wybranym przez URD sprzedawcą, zawierającą postanowienia określone w pkt. A.5.3.4.
- F.2.12. OSD zawiera umowę współpracy z wybranym przez URD URB, zawierającą postanowienia określone w pkt. A.5.3.3.
- F.2.13. URB odpowiedzialny za bilansowanie oraz OSD zawierają stosowne oświadczenie wymagane przez OSP, na przejście bilansowania handlowego.
- F.2.14. OSD zawiera aneks do umowy przesyłania z OSP.
- F.2.15. OSD, po spełnieniu przez URD wymagań określonych w IRiESD, zawiera z URD umowę dystrybucyjną oraz rozwiązuje dotychczasową umowę sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług dystrybucji.
- F.2.16. OSD przypisuje w terminie 15 dni roboczych fizyczne punkty pomiarowe (FPP) URD do nowego sprzedawcy oraz powiadamia nowego i dotychczasowego sprzedawcę oraz URB odpowiedzialnego za bilansowanie URD o dokonaniu zmian w rejestracji fizycznych punktów pomiarowych, najpóźniej 5 dni roboczych przed skuteczną zmianą sprzedawcy.
- F.2.17. OSD dokonuje odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień zmiany sprzedawcy, maksymalnie 5 dni roboczych po zmianie sprzedawcy oraz przekazuje dane pomiarowe URD oraz nowemu i dotychczasowemu sprzedawcy.
- F.2.18. Przekazanie odczytu rozliczeniowego do URD, nowego i dotychczasowego sprzedawcy i URB.
- (\*) Procedura będzie realizowana w terminie 60 dni roboczych od dnia zgłoszenia przez URD wniosku o określenie warunków technicznych w zakresie dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów transmisji danych pomiarowych. Termin 60 dni nie uwzględnia okresu związanego z realizacją przez URD w/w warunków, okresów przesyłania/dostarczania podpisanej do OSD przez URD umowy o świadczenie usług dystrybucji, aneksu do umowy przesyłania przez OSP oraz okresów związanych z przesyłaniem/dostarczaniem do OSD podpisanych umów dystrybucji ze sprzedawcą i współpracy z URB wybranym przez URD za bilansowanie handlowe.
- (\*\*) Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych zaliczanych do kategorii A1, A2 i B dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów transmisji danych pomiarowych do wydanych warunków jest wykonywane kosztem i staraniem URD.
- Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych zaliczanych do kategorii C2 dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych do wydanych warunków realizowane jest przez OSD.
- Dla układów pomiarowo rozliczeniowych zaliczanych do kategorii C1 – nie dotyczy.

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki



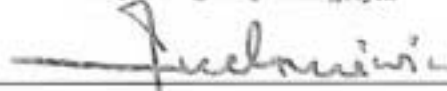
dr Leszek Juchniewicz

**F.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URD KORZYSTAJĄCEGO Z PRAWA WYBORU SPRZEDAWCY (\*)**

- F.3.1. URD oraz nowy sprzedawca zgłaszają informację o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- F.3.2. OSD wysyła do dotychczasowego sprzedawcy oraz nowego sprzedawcy informacje o przyjęciu bądź odrzuceniu zgłoszenia, o którym mowa w pkt. F.3.1. w terminie określonym w rozdziale B.
- F.3.3. OSD w terminie 10 dni roboczych przygotowuje aneks do umowy dystrybucyjnej (w zakresie zmiany sprzedawcy). Warunkiem wejścia w życie aneksu jest skuteczne rozwiązanie przez URD umowy sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą oraz zawarcie przez OSD umowy współpracy z nowym podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie, z zastrzeżeniem pkt. F.3.5.
- F.3.4. OSD zawiera stosowną umowę dystrybucyjną lub dokonuje stosownych zmian w umowach dystrybucyjnych zawartych z dotychczasowym sprzedawcą oraz nowym sprzedawcą.
- F.3.5. Jeśli zmiana sprzedawcy skutkuje zmianą podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie, wówczas OSD podpisuje aneks do umowy współpracy z dotychczasowym podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe i podpisuje umowę lub aneks do umowy współpracy z nowym URB odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe. Jednocześnie OSD zawiera aneks do umowy przesyłania z OSP.
- F.3.6. URB odpowiedzialny za bilansowanie oraz OSD zawierają stosowne oświadczenie wymagane przez OSP, na przejęcie bilansowania handlowego.
- F.3.7. OSD przekazuje dane pomiarowe do następujących podmiotów:
- odbiorcy;
  - dotychczasowego URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
  - nowego URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe
- Przekazywanie danych pomiarowych odbywać się będzie zgodnie z pkt. C5.

(\*) Procedura będzie realizowana w terminie 30 dni roboczych od dnia skutecznego poinformowania przez odbiorcę oraz nowego sprzedawcę o zawarciu umowy sprzedaży. Za początek 30 dniowego okresu uważa się dzień zajścia ostatniego ze zdarzeń. Termin 30 dni nie uwzględnia okresów zwrotu przesyłania/dostarczania podpisanego do OSD przez URD aneksu do umowy o świadczenie usług dystrybucji, oraz okresów związanych z przesyłaniem/dostarczaniem innych umów/aneksów związanych ze zmianą sprzedawcy

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki



dr Leszek Juchniewicz

## G. ZASADY WYZNACZANIA I PRZYDZIELANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

- G.1. Zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia dotyczą URD zaliczanych do kategorii C1, których układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestrację profilu zużycia.
- G.2. Dla URD, o których mowa w pkt. G.1., OSD przydziela odpowiedni, standardowy profil zużycia spośród określonych w Tabelicy T.2., zgodnie z grupą taryfową, do której danych odbiorca jest zakwalifikowany, określoną w umowie dystrybucyjnej.
- G.3. Przydzielony URD standardowy profil zużycia, jest przyjmowany przez URB do prowadzenia bilansowania handlowego zgodnie z zapisami IRiESP. Planowaną do pobrania przez URD ilość energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym określonym w umowie dystrybucyjnej określa sprzedawca.
- G.4. OSD po zakończeniu okresu rozliczeniowego, określonego w umowie dystrybucyjnej zawartej pomiędzy OSD a sprzedawcą, wyznacza dla każdej godziny  $h$  tego okresu na podstawie standardowych profili zużycia, przydzielonych poszczególnym URD oraz algorytmu opisanego w pkt. G.5., sumaryczną ilość energii elektrycznej pobranej przez URD, którym dany sprzedawca sprzedaje energię.
- G.5. Sumaryczna ilość energii elektrycznej  $E_h^{RZ}$  pobranej w godzinie  $h$  doby roboczej lub doby świątecznej i soboty okresu rozliczeniowego przez URD, o których mowa w pkt. G.1. i którym dany sprzedawca sprzedaje energię, wyznacza się wg zależności:

$$E_h^{RZ} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^O \left( w_{j,h,t}^R \cdot \frac{E_{j,j}^{RZ}}{R \cdot \sum_{h=1}^L w_{j,h,t}^R + S \cdot \sum_{h=1}^L w_{j,h,t}^S} \right) \quad \text{dla dób roboczych;}$$

$$E_h^{RZ} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^O \left( w_{j,h,t}^S \cdot \frac{E_{j,j}^{RZ}}{R \cdot \sum_{h=1}^L w_{j,h,t}^R + S \cdot \sum_{h=1}^L w_{j,h,t}^S} \right) \quad \text{dla dób świątecznych i sobót;}$$

gdzie:

O – ilość URD w danej grupie taryfowej, posiadających umowę sprzedaży energii elektrycznej ze sprzedawcą,

$w_{j,h,t}^R$  – współczynnik określający wagę pobranej energii elektrycznej w godzinie  $h$  doby roboczej dla  $j$ -tego URD wg standardowego profilu zużycia doby roboczej, przydzielonego  $j$ -temu URD,

$w_{j,h,t}^S$  – współczynnik określający wagę pobranej energii elektrycznej w godzinie  $h$  doby świątecznej lub soboty dla  $j$ -tego URD wg standardowego profilu zużycia dla doby świątecznej lub soboty, przydzielonego  $j$ -temu URD.

$E_{jj}^{RZ}$  – rzeczywista ilość energii elektrycznej dostarczona  $j$ -temu URD, w okresie rozliczeniowym,

R – ilość dób roboczych w okresie rozliczeniowym,

S – ilość dób świątecznych i sobót w okresie rozliczeniowym,

T – ilość grup taryfowych, w których URD są rozliczani wg standardowych profili zużycia.

G.6. 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.7. Na podstawie ilości energii elektrycznej wyznaczonej zgodnie z punktem G.5., URB dokonuje rozliczeń na zasadach określonych w odrębnej umowie zawartej ze sprzedawcą.

Tablica T.2

Wykaz standardowych profili zużycia dla URD, o których mowy w pkt. G.2.

Godzina doby	Grupa taryfowa C11				Grupa taryfowa C11o			
	dzień roboczy letni	dzień świąteczny letni	dzień roboczy zimowy	dzień świąteczny zimowy	dzień roboczy letni	dzień świąteczny letni	dzień roboczy zimowy	dzień świąteczny zimowy
1	0,03700	0,03797	0,03265	0,03301	0,11177	0,11239	0,07106	0,07133
2	0,03616	0,03703	0,03147	0,03173	0,11578	0,11642	0,07090	0,07095
3	0,03585	0,03654	0,03110	0,03131	0,11764	0,11793	0,07083	0,07095
4	0,03499	0,03561	0,03092	0,03115	0,11493	0,11530	0,07110	0,07157
5	0,03241	0,03259	0,03149	0,03112	0,09527	0,09602	0,07159	0,07204
6	0,02995	0,02865	0,03420	0,03177	0,08333	0,08398	0,06973	0,07030
7	0,03088	0,02638	0,03707	0,03185	0,03612	0,03583	0,05986	0,06067
8	0,03801	0,02765	0,04189	0,03049	0,02119	0,02123	0,03890	0,03994
9	0,04369	0,02958	0,04539	0,02972	0,01158	0,01129	0,02168	0,02198
10	0,04841	0,03145	0,04866	0,03018	0,00457	0,00439	0,01330	0,01353
11	0,05153	0,03289	0,05023	0,02997	0,00128	0,00096	0,00722	0,00757
12	0,05392	0,03331	0,05159	0,03000	0,00018	0,00003	0,00322	0,00333
13	0,05490	0,03382	0,05182	0,02976	0,00011	0,00001	0,00119	0,00125
14	0,05476	0,03331	0,05122	0,02908	0,00006	0,00001	0,00036	0,00037
15	0,05333	0,03191	0,04974	0,02750	0,00004	0,00001	0,00007	0,00005
16	0,04902	0,03019	0,04599	0,02599	0,00003	0,00000	0,00100	0,00109
17	0,04547	0,02915	0,04575	0,02818	0,00023	0,00021	0,01511	0,01598
18	0,04155	0,02873	0,04517	0,03048	0,00114	0,00109	0,02867	0,02937
19	0,03804	0,02783	0,04486	0,03341	0,00286	0,00254	0,04637	0,04639
20	0,03518	0,02857	0,04327	0,03550	0,00947	0,00915	0,05885	0,05900
21	0,03600	0,03161	0,04178	0,03626	0,03034	0,03086	0,06570	0,06549
22	0,03945	0,03605	0,04041	0,03589	0,06496	0,06633	0,06977	0,06944
23	0,04040	0,03816	0,03790	0,03492	0,09241	0,09327	0,07164	0,07154
24	0,03910	0,03770	0,03543	0,03356	0,10491	0,10603	0,07188	0,07182
razem	1,00000	0,77648	1,00000	0,75283	1,00000	1,00528	1,00000	1,00595

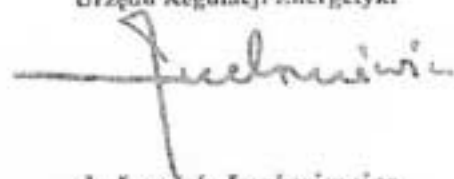
Urzędu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

Godzina doby	Grupa taryfowa C12a				Grupa taryfowa C12b			
	dzień roboczy letni	dzień świąteczny letni	dzień roboczy zimowy	dzień świąteczny zimowy	dzień roboczy letni	dzień świąteczny letni	dzień roboczy zimowy	dzień świąteczny zimowy
1	0,03724	0,03671	0,03385	0,03307	0,04334	0,03970	0,04295	0,03707
2	0,03612	0,03559	0,03347	0,03221	0,04248	0,03818	0,04220	0,03587
3	0,03527	0,03470	0,03308	0,03184	0,04205	0,03733	0,04200	0,03542
4	0,03397	0,03395	0,03260	0,03137	0,04024	0,03634	0,04058	0,03482
5	0,03235	0,03193	0,03241	0,03111	0,03661	0,03319	0,03972	0,03464
6	0,03086	0,02908	0,03287	0,03098	0,03388	0,03072	0,03978	0,03465
7	0,03141	0,02678	0,03500	0,03150	0,03551	0,02999	0,03987	0,03342
8	0,03535	0,02715	0,03995	0,03114	0,04099	0,03145	0,04212	0,03241
9	0,03891	0,02872	0,04135	0,02894	0,04297	0,03293	0,04246	0,03158
10	0,04245	0,03128	0,04337	0,02905	0,04426	0,03273	0,04370	0,03024
11	0,04528	0,03334	0,04550	0,03033	0,04432	0,03251	0,04273	0,02887
12	0,04951	0,03609	0,04999	0,03357	0,04585	0,03421	0,04279	0,02853
13	0,05103	0,03694	0,05158	0,03449	0,04608	0,03366	0,04280	0,02878
14	0,05138	0,03669	0,05204	0,03461	0,04672	0,03409	0,04431	0,03004
15	0,05089	0,03569	0,05204	0,03381	0,04508	0,03370	0,04343	0,03043
16	0,04974	0,03474	0,05013	0,03275	0,04259	0,03225	0,04121	0,02901
17	0,04809	0,03369	0,04920	0,03270	0,04060	0,03166	0,04063	0,03056
18	0,04607	0,03248	0,04630	0,03117	0,03919	0,03276	0,03937	0,03106
19	0,04368	0,03148	0,04442	0,03125	0,03830	0,03398	0,03921	0,03295
20	0,04249	0,03169	0,04269	0,03223	0,03828	0,03448	0,04009	0,03438
21	0,04257	0,03257	0,04155	0,03276	0,03962	0,03583	0,03993	0,03523
22	0,04331	0,03470	0,04148	0,03452	0,04249	0,03913	0,04182	0,03677
23	0,04207	0,03609	0,03916	0,03427	0,04488	0,04131	0,04336	0,03794
24	0,03996	0,03600	0,03599	0,03292	0,04367	0,04018	0,04294	0,03797
<b>razem</b>	1,00000	0,79808	1,00000	0,77259	1,00000	0,83231	1,00000	0,79264

**UWAGA:** sobota zaliczana jest do dób świątecznych.

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki



dr Leszek Juchniewicz

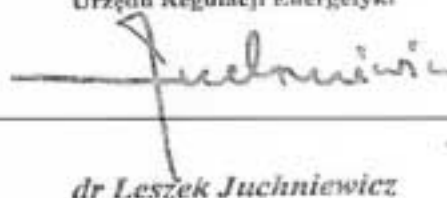
## H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- H.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- H.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:
- ograniczenia elektrowniane;
  - ograniczenia sieciowe.
- H.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.
- H.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.
- H.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.
- H.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez OSD z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.
- H.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- H.8. 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.
- H.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej.
- H.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD podejmuje działania

mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi OSD.

- H.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania szczegółowo uregulowane w rozdziale IV części ogólnej IRiESD.

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki



---

dr Leszek Juchniewicz

4

## I. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

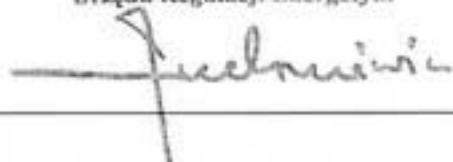
- I.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie obowiązywania IRiESD-Bilansowanie.
- I.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD-Bilansowanie powinny być zgłaszane w formie pisemnej, w terminie nie dłuższym niż 15 dni roboczych od dnia zaistnienia okoliczności stanowiących podstawę reklamacji lub skargi.
- I.3. Reklamacje powinny być przesyłane do OSD, listem poleconym na adres:  
ENE A S.A.  
Departament Dystrybucji  
ul. Panny Marii 2  
61-108 Poznań
- I.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) zgłoszone żądanie;
  - d) dokumenty uzasadniające żądanie.
- I.5. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 15 dni roboczych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.
- I.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt. I.5, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 10 dni roboczych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji zawierającym:
- a) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania;
  - b) uzasadnienie faktyczne i prawne zgłoszonego żądania;
  - c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany listem poleconym na adres wymieniony w pkt. I.3.
- I.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.
- I.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.

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

PREZES  
Urzędu Regulacji Energetyki

  
dr Leszek Juchniewicz