

Data wejścia w życie:.....

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ
CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA - WERSJA II**

**BILANSOWANIE
SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO
I ZARZĄDZANIE
OGRANICZENIAM SYSTEMOWYMI**

Spis treści

1. POSTANOWIENIA WSTĘPNE	3
1.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO – PRAWNE	3
1.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY	4
1.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO	5
1.4. WARUNKI UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA	6
1.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH.....	7
2. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	10
2.1. OGÓLNE ZASADY	10
2.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ.....	10
3. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH.....	11
3.1. WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH.....	11
3.2. WYZNACZENIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH.....	12
3.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH	14
4. ZASADY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE.....	19
5. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA.....	21
6. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY	27
6.1. WYMAGANIA OGÓLNE.....	27
6.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ DOTYCHCZASOWEGO ODBIORCĘ JSW KOKS S.A.....	27
6.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW.....	28
7. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	28
8. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE	29
9. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ	30
9.1. CERTYFIKACJA ORED	30
9.2. ZASADY PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH ORED	36
10. ZESTAWIENIE SKRÓTÓW UŻYTYCH W INSTRUKCJI	37
11. DOKUMENTY ZWIĄZANE ZE ZMIANĄ SPRZEDAWCY	38
11.1. ZGŁOSZENIE ZMIANY SPRZEDAWCY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	38
11.2. ZGŁOSZENIE ZMIANY POB.....	38

1. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

1.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO – PRAWNE

- 1.1.1. Uwarunkowania formalnoprawne części szczegółowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESD-Bilansowanie) wynikają z następujących dokumentów:
- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2018 r. poz. 755 z późn. zm.) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi;
 - b) koncesji Koksowni JSW KOKS S.A. (zwanej dalej „Operatorem Systemu Dystrybucyjnego” – w skrócie „OSD”) na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/136/1197/U/1/2/99/AS – z dnia 31 marca 1997 r. z późniejszymi zmianami,
 - c) decyzji Prezesa URE nr DPE-4711-11(4)/2010/1197/tG z dnia 20 grudnia 2010 roku o wyznaczeniu JSW KOKS S.A. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego,
 - d) decyzji Prezesa URE nr DEE/136-ZTO-B/1197/W/OKA/2014/RZ z dnia 19 września 2014 roku o zmianie decyzji w sprawie udzielenie przedsiębiorcy - JSW KOKS S.A. z siedzibą w Zabrze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej,
 - e) aktualnej taryfy OSD,
 - f) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP),
- 1.1.2. JSW KOKS S.A. jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP pełni rolę operatora typu OSDp.
- 1.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110kV i posiadające zawarte umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej (umowy przesyłowe) z Operatorem Systemu Przesyłowego oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (umowy dystrybucji) z właściwym dla miejsca przyłączenia OSDp, są objęte obszarem Rynku Bilansującego (RB) i uczestniczą w Rynku Bilansującym na zasadach i warunkach określonych w IRiESP, opracowanej przez OSP, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).
- 1.1.4. Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, zwany dalej „OSDn”, realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSD zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy JSW KOKS S.A. a OSDn oraz zapisów IRiESD-Bilansowanie.
- 1.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nieobjętej obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną z OSD albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą posiadającym zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, tzw. Generalną Umowę Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z OSD, jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD). Zasady obsługi uczestników rynku detalicznego przyłączonych do sieci, na której jest wyznaczony OSDn (zwanych dalej URDn) reguluje stosowna instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowana przez OSDn.
- 1.1.6. Tryb i zasady powiadamiania OSD o zawartych umowach kompleksowych określone w IRiESD-Bilansowanie, nie dotyczą umów kompleksowych zawieranych przez sprzedawcę z urzędu z URD w gospodarstwie domowym, który nie skorzystał z prawa wyboru sprzedawcy. Zwolnienie z powiadomienia OSD o zawartej umowie kompleksowej nie dotyczy URD w gospodarstwie domowym, który dokonuje zmiany sprzedawcy i zawiera umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu.
- 1.1.7. IRiESD-Bilansowanie uwzględnia postanowienia IRiESP opracowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), umożliwiając podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej uczestnictwo w rynku bilansującym.
- 1.1.8. Data wejścia w życie IRiESD-Bilansowanie jest wpisywana na jej stronie tytułowej.
- 1.1.9. Zmiana IRiESD-Bilansowanie przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD-Bilansowanie albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD-Bilansowanie.
- 1.1.10. Każda zmiana IRiESD-Bilansowanie jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- 1.1.11. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:

- a) przyczynę aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,
 - b) zakres aktualizacji IRiESD-Bilansowanie,
 - c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD-Bilansowanie lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.
- 1.1.12. Proces wprowadzania zmian IRiESD-Bilansowanie jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) Operator Systemu Dystrybucyjnego opracowuje projekt nowej IRiESD-Bilansowanie albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - b) wraz z projektem nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektem Karty aktualizacji, OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD-Bilansowanie, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- 1.1.13. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.
- 1.1.14. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje, OSD:
- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
 - b) opracowuje nową wersję IRiESD-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
 - d) publikuje na swojej stronie internetowej IRiESD-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem procesu konsultacji.
- 1.1.15. IRiESD-Bilansowanie lub Kartę aktualizacji Operator Systemu Dystrybucyjnego publikuje na swojej stronie internetowej wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD-Bilansowanie oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- 1.1.16. IRiESD jest regulaminem w rozumieniu art. 384 §1 Kodeksu Cywilnego.

1.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

- 1.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej, zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSD, a w szczególności:
- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
 - b) zasady kodyfikacji podmiotów,
 - c) procedury powiadamiania o umowach sprzedaży energii elektrycznej i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,
 - d) wymagania dla układów pomiarowo – rozliczeniowych,
 - e) zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych,
 - f) procedury zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
 - g) procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
 - h) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
 - i) postępowanie reklamacyjne,
 - j) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia.
- 1.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie, obejmuje sieć dystrybucyjną JSW KOKS S.A. i OSDn, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej.
- 1.2.3. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi systemu dystrybucyjnego określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:
- a) JSW KOKS S.A.
 - b) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - c) uczestników rynku bilansującego (URB), pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD,
 - d) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte generalne umowy dystrybucji (GUD) z OSD

- lub pełniących na obszarze OSD funkcję sprzedawcy rezerwowego,
- e) Operatorów Handlowych i Handlowo-Technicznych reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do d) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSD.

1.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO

- 1.3.1. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego wynikają z zapisów IRIESP. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego jest PSE S.A., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP.
- 1.3.2. Operator Systemu Dystrybucyjnego w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia, na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji, realizację umów sprzedaży energii elektrycznej w tym:

- a) umów sprzedaży rezerwowej – na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, tzw. Generalnej Umowy Dystrybucyjnej (GUD) zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucyjnych zawartej z URD,
- b) umów kompleksowych, w tym rezerwowych umów kompleksowych – na podstawie GUD-K zawartej ze sprzedawcą,

zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

- 1.3.3. Operator Systemu Dystrybucyjnego uczestniczy w administrowaniu Rynkiem Bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru zarządzanej przez niego sieci.
- 1.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- 1.3.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w umowie o świadczenie usług dystrybucji z OSD.
- 1.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRIESD-Bilansowanie w punkcie nr 4.
- 1.3.7. Podstawą dokonania zmiany, o której mowa w punkcie 1.3.6., jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSD, sprzedawcą, wytwórcą, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe.
- 1.3.8. OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- a) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej,
 - b) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających rezerwowe umowy kompleksowe, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej.

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

- 1.3.9. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz OSD o:
- a) konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD,
 - b) przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę,

niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z tym URD.

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

energetyczne.

1.3.10. Informacja, o której mowa w pkt. 1.3.9., powinna zawierać w szczególności:

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

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

- a) utrata POB sprzedawcy,
- b) wstrzymanie realizacji lub rozwiązanie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt. 1.4.3.6.

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

- a) brak gwarancji dotyczących wiarygodności finansowej tego sprzedawcy lub POB wskazanego przez tego sprzedawcę, wynikających z umów zawartych przez OSD z tymi podmiotami,
- b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy ze sprzedawcą, o której mowa w pkt. 1.4.3.6.
- c) wstrzymanie realizacji wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy z POB, o której mowa w pkt. 1.4.3.4.

1.4. WARUNKI UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA

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

1.4.2. Wytwórcy, odbiorcy, sprzedawcy oraz przedsiębiorstwa obrotu mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRIESD-Bilansowanie innym podmiotom. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy, sprzedawcy lub przedsiębiorstwa obrotu.

1.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne.

1.4.3.1. OSD, z zachowaniem wymagań punktu 1.4.3.6., realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:

- a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji – jeżeli jest taki wymóg prawny,
- b) zawarciu przez URD umowy o świadczenie usług dystrybucji z OSD,
- c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_o), umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą umowę generalną o świadczenie usług dystrybucji z OSD.
- d) zawarciu przez URD typu wytwórcy (URD_w), umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę generalną o świadczenie usług dystrybucji z OSD.

1.4.3.2. OSD realizuje umowy kompleksowe zawarte przez URD z wybranym sprzedawcą, z zachowaniem wymagań pkt. 1.4.3.6.

1.4.3.3. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD, spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz powinna zawierać, co najmniej następujące elementy:

- a) zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRIESD-Bilansowanie,
- b) wskazanie POB oraz zasad jego zmiany – w przypadku URD typu wytwórcy,
- c) algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Dostarczania Energii (PDE),
- d) oznaczenie wybranego przez odbiorcę sprzedawcy (posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSD oraz w sytuacji, z którym ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej oraz zasady zmiany tego sprzedawcy,

1.4.3.4. Podmiot posiadający zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB w sieci OSD, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRIESD-Bilansowanie może pełnić funkcję POB. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez OSD z POB spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz powinna zawierać, co najmniej następujące elementy:

- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy o świadczenie usług przesyłowych z OSP umożliwiającej działalność na rynku bilansującym,

- b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz ich dane teleadresowe,
- e) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSD,
- f) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
- g) wykaz sprzedawców i wytwórców, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,
- h) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URDw lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu IRIESP,
- i) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku, gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu IRIESP,
- j) zasady przekazywania przez OSD na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSD, dla którego realizuje on obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

1.4.3.5. Umowa, o której mowa w pkt. 1.4.3.4. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku zawieszenia przez OSP działalności POB na rynku bilansującym.

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

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

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

- 1.5.1. OSD bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej i na zasadach określonych w IRIESP oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRIESD Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych.
- 1.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym w obszarze sieci dystrybucyjnej, OSD realizuje następujące zadania:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB,
- b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do właściwych MB poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
- c) zarządza konfiguracją w zakresie dopuszczania poszczególnych URD i reprezentujących ich PPE do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje do OSP specyfikację PPE dopuszczonych do świadczenia usługi,
- d) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- e) przekazuje do OSP ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych POB,
- f) rozpatruje reklamacje POB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- g) pozyskuje dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii w poszczególnych PPE, w których przyłączone są urządzenia lub instalacje wykorzystywane do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje je do OSP,
- h) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługę redukcji obciążenia odbiorców, w tym redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, dotyczących ilości dostaw energii w poszczególnych PPE,
- i) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania Rynku Bilansującego oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
- j) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

1.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym w obszarze sieci dystrybucyjnej, OSD realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowywanie do POB określonych MB służących do reprezentowania na Rynku Bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i dystrybucji,
- b) przyporządkowywanie sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i GUD,
- c) przyporządkowywanie URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii i umowy kompleksowe w sieci dystrybucyjnej na podstawie GUD,
- d) udział w procedurze zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
- e) przekazywanie do OSP danych konfiguracyjnych niezbędnych do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
- f) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału 8.

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

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

- a) URD typu wytwórca – AAAA_Kod OSD_W_XXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)... (oznaczenie kodowe OSD)..._W...(numer podmiotu)...,
- b) URD typu odbiorca – AAAA_Kod OSD_O_XXXX, gdzie:
(oznaczenie literowe podmiotu)_(oznaczenie kodowe OSD)_O_(numer podmiotu),
- c) Sprzedawca – AAAA_Kod OSD_P_XXXX, gdzie:
(oznaczenie literowe podmiotu)_(oznaczenie kodowe OSD)_P_(numer podmiotu).

- 1.5.6. Oznaczenia kodowe OSD są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy Operatorem Systemu Dystrybucyjnego i Operatorem Systemu Przesyłowego umowy o świadczenie usług przesyłowych.
- 1.5.7. Sprzedawcy nieposiadający jeszcze kodów identyfikacyjnych mogą zwrócić się do dowolnego OSD o nadanie im kodu identyfikacyjnego.
- 1.5.8. Sprzedawca jest zobowiązany do potwierdzenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji (posiadania kodu identyfikacyjnego) przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej, o ile jest to inny operator niż ten, który nadał temu sprzedawcy kod identyfikacyjny.
- 1.5.9. W przypadku sprzedawców zarejestrowanych przez OSP stosowane są nadane temu podmiotowi kody, przy czym jest wymagane potwierdzenie Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- 1.5.10. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji sprzedawcy odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucyjnej lub generalnej umowy dystrybucyjnej pomiędzy podmiotem oraz właściwym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego. Umowy te zawierają również niezbędne elementy, o których mowa w innych rozdziałach.
- 1.5.11. OSD nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- 1.5.12. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać:

MDD_AAAA_XX_XXXX_XX (19 znaków), gdzie:

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

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

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

»MDD – punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe niemających możliwości rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

- 1.5.13. Kody Punktów Dostarczania Energii (PDE) mają następującą postać:

PDE_AAAA_Kod OSD_A_XXXX, gdzie:

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

PDE (Punkt dostarczania energii) – miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.

- 1.5.14. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać:

AAAAAA_XX, gdzie:

(kod obiektu energetycznego)_(kod urządzenia energetycznego),

FPP (Fizyczny Punkt Pomiarowy) – punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych, w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej w okresach uśredniania nie większych niż obowiązujące w rozliczeniach na RB.

- 1.5.15. Kody Punktów Poboru Energii (PPE) mają następującą postać:

AA_KodOSD_XXXXXXXXXX_XX, gdzie:

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

PPE (Punkt Poboru Energii) – punkt, w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych godzinowych. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana dostawcy. PPE może być zarówno punktem fizycznym, jak i logicznym.

2. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ UMOWACH KOMPLEKSOWYCH

2.1. OGÓLNE ZASADY

- 2.1.1. Nowy sprzedawca energii elektrycznej w imieniu własnym oraz URD, powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie później niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia. Powiadomienie składa się, nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD na dokonanie powiadomienia OSD, o którym mowa powyżej w imieniu URD oraz złożyć w OSD oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.
- 2.1.2. Powiadomienia, o których mowa w punkcie 2.1.1. wykonuje się zgodnie z procedurą określoną w punkcie 6.2. i 6.3. Powiadomienie to dokonywane jest na formularzu określonym przez OSD zawierającym, co najmniej:
- a) strony umowy wraz z ich danymi teleadresowymi,
 - b) adres obiektu, którego zgłoszenie dotyczy,
 - c) okres obowiązywania umowy,
 - d) datę rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży,
 - e) planowane ilości energii objętej umową, w podziale na okresy określone przez OSD.
- 2.1.3. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej są zobowiązane do niezwłocznego informowania OSD o zmianach dokonanych w ww. umowach, w zakresie danych określonych w punkcie 2.1.2.

2.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ

- 2.2.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach pod względem ich zgodności, w zakresie określonym w punkcie 2.1.2., w terminie nieprzekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień od wszystkich stron sprzedaży energii elektrycznej.
- 2.2.2. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień, o której mowa w punkcie 2.2.1., OSD przystępuje do konfiguracji Punktów Dostarczania Energii (PDE) na leżących do URD oraz do MDD wchodzących w skład MB przyporządkowanego POB.
- 2.2.3. Jeżeli w procesie weryfikacji zaistnieją:
- a) braki formalne w dokonanych powiadomieniach; lub
 - b) niezgodności otrzymanych informacji pomiędzy powiadomieniami dokonanyymi przez strony umowy; lub
 - c) brak generalnej umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a sprzedawcą; lub
 - d) brak umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD, a wskazanym przez sprzedawcę POB, lub
 - e) brak powiadomienia od jednej ze stron umowy sprzedaży energii elektrycznej w terminie 5 dni roboczych od dnia otrzymania przez OSD zgłoszenia drugiej strony umowy,
- OSD informuje w terminie określonym w punkcie 2.2.1. strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej o braku możliwości jej realizacji, wskazując przyczyny odrzucenia powiadomień i informując o konieczności dokonania skorygowanego powiadomienia.

- 2.2.4. OSD dokonuje ponownej weryfikacji umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wskazanej w odrzuconych zgłoszeniach, po otrzymaniu skorygowanych zgłoszeń zgodnie z punktem 2.1.1.

3. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

3.1. WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

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

arytmetyczna z ostatnich pięciu maksymalnych pomiarów dla danej godziny, w okresie ostatniego miesiąca.

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

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

3.1.10. OSD wyznacza energię rzeczywistą dla URD będących wytwórcami lub odbiorcami w cyklach miesięcznych i udostępnia dane pomiarowe do piątej doby kolejnego miesiąca za miesiąc poprzedni. W przypadku braku danych stanowiących podstawę do obliczeń, OSD udostępnia dane pomiarowe niezwłocznie po ich uzyskaniu.

3.1.11. POB mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych terminach i na zasadach określonych w punkcie 8. niniejszej IRIESD-Bilansowanie.

3.1.12. URD typu odbiorca mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w umowie dystrybucji lub taryfie OSD.

3.2. WYZNACZENIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH.

3.2.1. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego FDMB .

Ilość energii rzeczywistej w FDMB w godzinie h jest wyznaczana, jako suma ilości energii rzeczywistych w godzinie h w poszczególnych MDD wchodzących w skład FDMB

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

gdzie:

$$ER_{MBi}^h$$

- ilość energii rzeczywistej w i -tym FDMB w godzinie h

$$ER_{MDD}^h$$

- ilość energii rzeczywistej w MDD wchodzącym w skład i -tego FDMB w godzinie h

3.2.2. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Profilowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego PMDD w podstawowym cyklu rozliczeniowym obowiązującym na RB:

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

gdzie:

$$ER_{MDDi}^h$$

- ilość energii deklarowanej w i -tym PMDD w godzinie h

$$ED_{Zk}^M$$

- deklarowany, pobór energii dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M , w PPE wchodzącym w skład i -tego PMDD , któremu został przydzielony standardowy profil obciążenia typu k ,

$$\sum_{h=1}^m E_{PSkh}$$

- suma ilości godzinowych energii standardowego profilu obciążenia typu k dla miesięcznego okresu rozliczeniowego M

$$E_{PSkh}$$

- ilość energii wynikająca ze standardowego profilu obciążenia typu k w godzinie h

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

m - liczba godzin w miesiącu M

3.2.3. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Profilowych Miejscach

Aut

Dostarczania Energii Rynku Detalicznego rMDD w cyklu korekty na RB:

$$ER_{MDDi}^h = \sum_{k=1}^k \left(\frac{\sum_{t=1}^n ED_{kT}^M}{\sum_{h=1}^m E_{PSkhT}} \times E_{PSkh} \right)$$

gdzie:

ER_{MDDi}^h - ilość energii rzeczywistej w i-tym PMDD w godzinie h należącej do strefy T

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

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

E_{PSkh} - wartość standardowego profilu obciążenia typu k w godzinie h należącej do strefy T

k - liczba typów profili przydzielonych dla FPP wchodzących w skład PMDD

m - liczba godzin w miesiącu M należących do strefy T

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

3.2.4. Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Fizycznych Grafikowych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (rDMB):

Ilość energii rzeczywistej w rDMB w godzinie A jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistych w godzinie h w poszczególnych PDE wchodzących w skład rMDD

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

gdzie:

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

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

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

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

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

gdzie:

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

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

3.2.6. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są przekazywane przez OSD do OSP poprzez System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE), zgodnie z zasadami i w terminach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłowych zawartej pomiędzy OSD a OSP. Przekazywane do OSP dane, w tym także dane wyznaczone

w oparciu o dane szacunkowe oraz na podstawie standardowych profili zużycia mogą być korygowane przez OSD w przewidzianym IRIESP cyklu korygującym.

- 3.2.7. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są przekazywane przez OSD dla POB i sprzedawców poprzez Systemy Wymiany Informacji OSD zgodnie z zasadami i w terminach określonych w generalnych umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a sprzedawcami oraz w umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a POB.
- 3.2.8. Dane pomiarowe udostępniane są przez OSD dla URD zgodnie z zasadami i w terminach określonych w umowach dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a URD.
- 3.2.9. Udostępniane przez OSD dane, w tym także dane pomiarowo-rozliczeniowe, wyznaczane w oparciu o dane szacunkowe oraz na podstawie standardowych profili zużycia mogą być korygowane przez OSD w przewidzianych w IRIESD-Bilansowanie okresach reklamacyjnych.

3.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

3.3.1. WYMAGANIA OGÓLNE

- 3.3.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRIESD-Bilansowanie obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

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

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych spoczywa na ich właścicielu.

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

- 3.3.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie jest wymagana homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo badań (świadectwo wzorcowania), potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami, w szczególności w przypadku liczników energii czynnej klasy 0,2 – zgodnie z normą PN-EN62053-22. Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnym wzorcowaniem tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

Okres ważności wzorcowania liczników energii elektrycznej czynnej klasy 0,2 równy jest okresowi ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) liczników klasy C, podlegających prawnej kontroli metrologicznej.

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do OSD. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium posiadającym akredytację w przedmiotowym zakresie, zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.

Urządzenia podlegające wzorcowaniu powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie wzorcowania przez uprawnione laboratorium.

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

3.3.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

- a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
- b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
- c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła wytwarzające energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

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

3.3.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRIESP.

3.3.1.6. OSD wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z systemu informatycznego OSD dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą.

3.3.1.7. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych uzgadniają wspólny protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard i wymagania dla protokołu transmisji obowiązujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

3.3.1.8. OSD dopuszcza wykorzystanie koncentratorów pomiarowych i liczników wyposażonych w wyjścia impulsowe. Zastosowane koncentratory muszą umożliwiać wymianę informacji z systemem informatycznym OSD.

3.3.1.9. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 6 kategorii:

- a) kat. B1 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
- b) kat. B2 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
- c) kat. B3 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
- d) kat. B4 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),
- e) kat. B5 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,
- f) kat. C1 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,
- g) kat. C2 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh.

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

- a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzony w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,

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

3.3.1.11. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej wymagane jest dla kategorii: B1 i B2 stosowanie dwóch układów pomiarowych: układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego. Układy pomiarowo-kontrolne kategorii B2 mogą być przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego. Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.

3.3.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa Operator Systemu Dystrybucyjnego, w warunkach przyłączenia lub umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej.

3.3.1.13. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby dla układów pomiarowych eksploatowanych lub modernizowanych, rzeczywisty prąd roboczy strony pierwotnej przekładników prądowych mieścił się w granicach od 20 % do 120 % znamionowego prądu pierwotnego, również w przypadkach nierównomiernych obciążeń sezonowych. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25 % a 100 % wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego, jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

W przypadku źródeł, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

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

3.3.1.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz (w uzasadnionych przypadkach) rezystorów dociążających.

3.3.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 5 .

3.3.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

3.3.1.17. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej powodujących zmianę kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w punkcie 3.3.1.9, dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

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

3.3.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane przez odbiorcę lub OSD.

3.3.1.20. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, odbiorca lub OSD ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.

3.3.1.21. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSD.

3.3.1.22. OSD przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSD, to podmiot ten ma obowiązek przekazać do OSD zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.

3.3.1.23. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu

- pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- 3.3.1.24. OSD przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- 3.3.1.25. Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości działania, o ile żadna ze stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. 3.3.1.26.
- 3.3.1.26. W ciągu 30-stu dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca lub OSD może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego.
- 3.3.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. 3.3.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- 3.3.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRIESD.
- 3.3.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego ponosi koszty, o których mowa w pkt. 3.3.1.23. i 3.3.1.27., a OSD dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- 3.3.1.30. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- 3.3.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

3.3.2. WYMAGANIA DLA UKŁADÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH KAT. B.

- 3.3.2.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, o których mowa w punkcie 3.4.1.9. powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowych: układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
 - b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego, co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - g) układy pomiarowe powinny umożliwiać transmisję danych nie rzadziej niż 4 razy na dobę.
 - h) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej),
 - i) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

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

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

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego, co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie rzadziej niż raz na dobę,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

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

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

3.3.2.5. Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii elektrycznej,

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo – rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo – rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie rzadziej niż raz na dobę,
- e) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

3.3.3. WYMAGANIA DLA UKŁADÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH KAT. C.

3.3.3.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1, o których mowa w punkcie 3.4.1.9. są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
- b) w przypadkach zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub wymaganych względami ekonomicznymi, OSD może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni; układy te powinny automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do systemu informatycznego OSD
 - pomiaru mocy i energii biernej.

3.3.3.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2, o których mowa w punkcie 3.4.1.9. są następujące:

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

3.3.4. WYMAGANIA ZWIĄZANE Z SYSTEMAMI TELETRANSMISYJNYMI.

- a) OSD odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.
- b) W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w powyższym punkcie zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań, uwzględniając w szczególności postanowienia IRIESP.

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

- 4.1. Sprzedawca zobowiązany jest wskazać w generalnej umowie dystrybucji zawartej z OSD podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe (POB) jego i URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,

k którzy zawarli umowę sprzedaży z tym sprzedawcą.

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

4.2. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje zgodnie z zapisami niniejszej IRIESD-Bilansowanie, IRIESP-Bilansowanie oraz odpowiednimi zapisami w umowach zawartych pomiędzy:

a) sprzedawcą lub URD typu wytwórca i:

- OSD,
- POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
- POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, oraz

b) OSP i:

- POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
- POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
- OSD, oraz

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

4.3. W przypadku zmiany przez sprzedawcę lub wytwórcę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, sprzedawca lub wytwórca, POB przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz POB przejmujący tą odpowiedzialność, są zobowiązani do powiadomienia OSD o tym fakcie, drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym na formularzu udostępnionym na stronie internetowej OSD. OSD dokonuje weryfikacji zgodności powiadomień i informuje o jej wyniku zainteresowane podmioty drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym. Przekazywana informacja zawiera również datę, od której następuje zmiana POB, z zastrzeżeniem punktu 4.4. Szczegółowe zasady wymiany informacji określone są w umowach zawartych przez te podmioty z OSD.

4.4. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym następującego po pozytywnej weryfikacji zgodnie z pkt. 4.3, jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty.

4.5. Jeżeli podmiot przejmujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe nie posiada nadanych przez OSP MB w sieci dystrybucyjnej OSD, wówczas zmiana w przyporządkowaniu URD danego sprzedawcy do podmiotu odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe następuje z datą wejścia w życie aneksu do umowy, o której mowa w punkcie 4.2.c) (umowa pomiędzy OSP i OSD), jednak nie wcześniej niż w terminie określonym w punkcie 4.4.

4.6. W przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub wytwórcę, jako odpowiedzialny za bilansowanie handlowe zaprzestanie działalności na Rynku Bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego dla odbiorcy lub przez OSD w przypadku utraty POB przez wytwórcę. Jednocześnie sprzedaż energii do tych odbiorców przejmuje Sprzedawca rezerwowy. Postanowienia tego punktu stosuje się z zastrzeżeniem postanowień pkt 4.8., w którym jest mowa o planowanym zaprzestaniu funkcjonowania na Rynku Bilansującym POB.

4.7. Jeżeli odbiorca utraci sprzedawcę rezerwowego lub sprzedawca rezerwowy utraci POB wskazanego przez tego sprzedawcę, jako odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas odbiorca traci sprzedawcę rezerwowego, a odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe odbiorcy staje się OSD. Sposób i zasady rozliczania energii niezbilansowanej dostarczonej przez OSD do odbiorcy w związku z utratą sprzedawcy, określone są w umowie o świadczenie dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a odbiorcą.

4.8. POB ma obowiązek skutecznego poinformowania OSD, z minimum 30-dniowym wyprzedzeniem, o planowanym zaprzestaniu działalności na Rynku Bilansującym. OSD niezwłocznie po uzyskaniu tej informacji powiadamia sprzedawcę, który wskazał tego POB, o braku możliwości realizacji umowy sprzedaży energii przez tego sprzedawcę i bilansowania handlowego jego URD przez POB wskazanego przez tego sprzedawcę. W takim przypadku sprzedawca jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na Rynku Bilansującym przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału. W przeciwnym wypadku następuje wstrzymanie przez OSD realizacji umów sprzedaży tego sprzedawcy, a sprzedaż energii realizowana jest na podstawie Umowy sprzedaży, o której mowa w art. 5 ust. 2a pkt 1 lit. b ustawy – Prawo energetyczne zawartej przez OSD

w imieniu i na rzecz odbiorcy z podmiotem oznaczonym w umowie o dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a Odbiorcą.

- 4.9. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD i sprzedawcy lub wytwórcy, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- 4.10. Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez niego POB, skutkuje jednoczesnym wstrzymaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy przez POB.

5. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA.

- 5.1. OSD określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD z pośród odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy umownej nie większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przed licznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w tablicach T. 1-3.
- Liczby w tabeli oznaczają dla każdej godziny procentowy udział dobowego zużycia energii elektrycznej.
- W dniu zmiany czasu zimowego na letni pomijana jest wartość dla godziny 2.
- W dniu zmiany czasu letniego na zimowy wartość dla godziny 2 wykorzystywana jest dwukrotnie.
- 5.2. Dla odbiorców, którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, o których mowa w punkcie 5.1., OSD na podstawie danych uzyskanych od odbiorcy dotyczących:
- a) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
 - b) parametrów technicznych przyłącza,
 - c) grupy taryfowej określonej w umowie o świadczenie usług dystrybucji, przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.
- 5.3. Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w generalnej umowie dystrybucyjnej zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z Operatorem Systemu Dystrybucyjnego.
- 5.4. Sprzedawca, o którym mowa w punkcie 5.3., na podstawie zapisanych w generalnej umowie dystrybucyjnej profili i planowanej ilości poboru energii elektrycznej, dokonuje zgłoszeń umowy zgodnie z zapisami IRiESP.
- 5.5. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w punkcie 5.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSD. W takim przypadku OSD dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w generalnej umowie dystrybucyjnej, o której mowa w punkcie 5.3.

Profil C11_1 – Grupa taryfowa C11

Godzina	Roboczy lato	Roboczy zima	Świąteczny lato	Świąteczny zima
1	0,03400	0,02655	0,03029	0,03749
2	0,03400	0,02655	0,03029	0,03849
3	0,03450	0,02655	0,03029	0,03649
4	0,03450	0,02820	0,03029	0,03849
5	0,04443	0,03317	0,03603	0,04509
6	0,04697	0,05046	0,03924	0,04558
7	0,04697	0,06201	0,04937	0,04558
8	0,04654	0,06201	0,05097	0,03865
9	0,04901	0,04617	0,05097	0,03398
10	0,04901	0,05937	0,05435	0,03898
11	0,04900	0,06266	0,05266	0,03898
12	0,04900	0,06266	0,05688	0,03898
13	0,04697	0,06266	0,05527	0,04218
14	0,04697	0,05937	0,05089	0,04228
15	0,04697	0,05607	0,04734	0,04228
16	0,04500	0,03892	0,04650	0,03365
17	0,03802	0,03546	0,04186	0,03849
18	0,03702	0,02968	0,03764	0,04492
19	0,03670	0,02968	0,03630	0,04492
20	0,03697	0,02968	0,03620	0,04822
21	0,03781	0,02803	0,03620	0,05153
22	0,03697	0,02803	0,03620	0,05150
23	0,03697	0,02803	0,03367	0,04492
24	0,03570	0,02803	0,03030	0,03833
Doba	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Profil C11_2 – Grupa taryfowa C11

Godzina	Roboczy lato	Roboczy zima	Świąteczny lato	Świąteczny zima
1	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
2	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
3	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
4	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
5	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
6	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
7	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
8	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
9	0,04166	0,04166	0,04166	0,04166
10	0,04166	0,04166	0,04166	0,04166
11	0,04166	0,04166	0,04166	0,04166
12	0,04166	0,04166	0,04166	0,04166
13	0,04166	0,04166	0,04166	0,04166
14	0,04166	0,04166	0,04166	0,04166
15	0,04166	0,04166	0,04166	0,04166
16	0,04166	0,04166	0,04166	0,04166
17	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
18	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
19	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
20	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
21	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
22	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
23	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
24	0,04167	0,04167	0,04167	0,04167
Doba	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000



Profil C11_3 – Grupa taryfowa C11

Godzina	Roboczy lato	Roboczy zima	Świąteczny lato	Świąteczny zima
1	0,04160	0,04150	0,04167	0,04167
2	0,04160	0,04150	0,04167	0,04167
3	0,04160	0,04150	0,04167	0,04167
4	0,04160	0,04150	0,04167	0,04167
5	0,04170	0,04170	0,04167	0,04167
6	0,04175	0,04175	0,04167	0,04167
7	0,04180	0,04195	0,04167	0,04167
8	0,04180	0,04195	0,04167	0,04167
9	0,04175	0,04190	0,04166	0,04166
10	0,04175	0,04190	0,04166	0,04166
11	0,04175	0,04185	0,04166	0,04166
12	0,04175	0,04185	0,04166	0,04166
13	0,04175	0,04185	0,04166	0,04166
14	0,04170	0,04180	0,04166	0,04166
15	0,04170	0,04170	0,04166	0,04166
16	0,04160	0,04160	0,04166	0,04166
17	0,04160	0,04160	0,04167	0,04167
18	0,04160	0,04160	0,04167	0,04167
19	0,04160	0,04150	0,04167	0,04167
20	0,04160	0,04150	0,04167	0,04167
21	0,04160	0,04150	0,04167	0,04167
22	0,04160	0,04150	0,04167	0,04167
23	0,04160	0,04150	0,04167	0,04167
24	0,04160	0,04150	0,04167	0,04167
Doba	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Profil C21 – Grupa taryfowa C21

Godz.	Roboczy letni	Roboczy zima	Świąteczny letni	Świąteczny zima
1	0,01641	0,02136	0,06585	0,04648
2	0,01850	0,02180	0,07015	0,04426
3	0,01815	0,02225	0,06585	0,04648
4	0,01885	0,02181	0,07015	0,04537
5	0,01850	0,02328	0,07015	0,04648
6	0,01955	0,03406	0,04005	0,04759
7	0,04331	0,09344	0,02716	0,04537
8	0,08210	0,09965	0,02716	0,03538
9	0,11529	0,08710	0,02716	0,03205
10	0,10097	0,07395	0,02286	0,03316
11	0,08699	0,09005	0,02286	0,03427
12	0,08245	0,08311	0,04005	0,02983
13	0,08489	0,06730	0,04435	0,03094
14	0,05170	0,03230	0,03576	0,02761
15	0,02654	0,01930	0,03146	0,02983
16	0,01606	0,01545	0,02716	0,02983
17	0,01431	0,01929	0,02716	0,03871
18	0,01361	0,02151	0,02286	0,05203
19	0,01431	0,02254	0,02286	0,05092
20	0,01396	0,02402	0,02286	0,05203
21	0,01536	0,02579	0,02716	0,04981
22	0,02200	0,02727	0,05725	0,05203
23	0,02444	0,02698	0,06155	0,05092
24	0,08174	0,02639	0,07015	0,04870
DOBA	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Profil C23 – Grupa taryfowa C23

Godzina	Roboczy letni	Roboczy zima	Świąteczny letni	Świąteczny zima
1	0,04151	0,03967	0,04217	0,03766
2	0,04144	0,04096	0,04219	0,04580
3	0,04132	0,04283	0,04294	0,04779
4	0,04175	0,04250	0,04236	0,03756
5	0,04196	0,04305	0,04311	0,04084
6	0,04068	0,04428	0,04185	0,03903
7	0,04352	0,04414	0,04200	0,03992
8	0,04508	0,04585	0,04236	0,04257
9	0,04056	0,04285	0,04321	0,04340
10	0,03903	0,04272	0,04265	0,04255
11	0,03946	0,03878	0,04180	0,03974
12	0,04012	0,04022	0,04127	0,04278
13	0,04116	0,03906	0,04103	0,04205
14	0,03771	0,04099	0,04100	0,04180
15	0,03638	0,04017	0,04052	0,03951
16	0,04212	0,04411	0,04066	0,04182
17	0,04397	0,05185	0,04110	0,04427
18	0,04410	0,04280	0,04062	0,04365
19	0,04288	0,03934	0,04013	0,04559
20	0,04349	0,03586	0,04025	0,04219
21	0,04386	0,03789	0,04074	0,04296
22	0,04294	0,03387	0,04180	0,03933
23	0,04243	0,04235	0,04183	0,03958
24	0,04254	0,04386	0,04241	0,03758
DOBA	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

6. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY

6.1. WYMAGANIA OGÓLNE

- 6.1.1. Procedury zmiany sprzedawcy zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD.
- 6.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSD jest generalna umowa dystrybucji, zawarta przez sprzedawcę z OSD. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSD oraz określa warunki, jakie musi spełniać sprzedawca chcący prowadzić sprzedaż energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSD.
- 6.1.3. Podmioty chcące skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia niniejszej instrukcji od momentu skorzystania z tego prawa.
- 6.1.4. Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest przez OSD odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.
- 6.1.5. Zmiana sprzedawcy dokonywana jest z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów dotyczących zasad wypowiedzenia, przy czym:
 - a) proces pierwszej zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa pełniącego obowiązki sprzedawcy nie powinien być dłuższy niż 30 dni, licząc od momentu otrzymania przez OSD powiadomień, o których mowa w punkcie 6.2.3.,
 - b) proces kolejnych zmian sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu:
 - 14 dni dla odbiorców, których urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe spełniają określone przepisami prawnymi wymagania, mających zawartą odrębną umowę o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej oraz dla których możliwy jest zdalny odczyt ich układów pomiarowo-rozliczeniowych,
 - 30 dni dla pozostałych odbiorców,licząc od momentu otrzymania przez OSD powiadomienia, o których mowa w punkcie 6.2.3.
- 6.1.6. Zmiana sprzedawcy następuje w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego lub w każdy inny dzień określony w umowie sprzedaży energii elektrycznej, w którym dokonany zostanie odczyt układów pomiarowo-rozliczeniowych.
- 6.1.7. OSD informuje odbiorców na swojej stronie internetowej (pod adresem: www.jswkoks.pl) o sprzedawcach energii elektrycznej, którzy mają zawarte z OSD generalne umowy dystrybucji.
- 6.1.8. Sprzedawca nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje OSD o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

W przypadku niedotrzymania przez sprzedawcę tego terminu, OSD będzie realizował dotychczasową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową do 21 dnia od uzyskania tej informacji przez OSD od sprzedawcy, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana sprzedawcy.
- 6.1.9. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej.

6.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ DOTYCHCZASOWEGO ODBIORCĘ JSW KOKS S.A.

- 6.2.1. Odbiorca zawiera z wybranym przez siebie sprzedawcą energii elektrycznej umowę sprzedaży lub umowę kompleksową.
- 6.2.2. Odbiorca wypowiada umowę dotychczasową sprzedaży lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.
- 6.2.3. Po zawarciu umowy sprzedaży energii, o której mowa w punkcie 6.2.1., na formularzu określonym przez OSD oraz zgodnie z zapisami rozdziału nr 2:
 - a) sprzedawca powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży z odbiorcą (zgłoszenie umowy), na zasadach określonych w generalnej umowie dystrybucji,
 - b) odbiorca powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży ze sprzedawcą. Powiadomienie przez sprzedawcę i odbiorcę może być dokonane na jednym formularzu w terminie nie krótszym niż 14 dni przed planowanym rozpoczęciem sprzedaży energii elektrycznej, zawartym w umowie sprzedaży (wzór

dostępny na stronie internetowej www.jswkoks.pl).

- 6.2.4. OSD w terminie nieprzekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomienia, o których mowa w punkcie 6.2.3., dokonuje ich weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału nr 2.
- 6.2.5. Po pozytywnym wyniku weryfikacji, o której mowa w punkcie 6.2.4., OSD informuje dotychczasowego sprzedawcę o otrzymanym od odbiorcy powiadomieniu o wypowiedzeniu umowy.
W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji, OSD informuje sprzedawcę i odbiorcę o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyny.
- 6.2.6. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt. 6.1. oraz zawarcie:
- a) umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSD, a URD – w przypadku zawarcia przez URD umowy sprzedaży, albo
 - b) umowy kompleksowej pomiędzy sprzedawcą a URD.
- 6.2.7. Umowa sprzedaży zawarta między odbiorcą i sprzedawcą oraz umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta między odbiorcą i OSD, wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania dotychczasowej umowy odbiorcy z JSW KOKS S.A. i po spełnieniu wymagań określonych w pkt. 6.2.1. - 6.2.6.

6.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- 6.3.1. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnych na temat świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.
- 6.3.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:
- a) na stronie internetowej OSD (www.jswkoks.pl),
 - b) w niniejszej IRIESD (opublikowanej na stronie internetowej OSD),
 - c) w siedzibie OSD.
- 6.3.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone następującymi drogami:
- a) osobiście w siedzibie OSD,
 - b) listownie na adres OSD,
 - c) pocztą elektroniczną,
 - d) telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.
- OSD udziela odbiorcy odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą, jaką zostało złożone zapytanie chyba, że odbiorca wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.
- 6.3.4. OSD informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:
- a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,
 - b) ogólnych zasadach funkcjonowania Rynku Bilansującego,
 - c) procedurach zmiany sprzedawcy,
 - d) wymaganych umowach,
 - e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
 - f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
 - g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
 - h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.
- 6.3.5. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę OSD udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSD.

7. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- 7.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- 7.2. Ograniczenia systemowe dzielone są na:
- a) ograniczenia elektrowniane,
 - b) ograniczenia sieciowe.
- 7.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:

- a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - c) działanie siły wyższej,
 - d) realizację polityki energetycznej państwa.
- 7.4. Operator Systemu Dystrybucyjnego identyfikuje ograniczenia sieciowe, jako:
- a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- 7.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSD na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- 7.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez OSD z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.
- 7.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- 7.8. Operator Systemu Dystrybucyjnego przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- 7.9. 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.
- 7.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP.
- 7.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania szczegółowo uregulowane w Części ogólnej IRIESD rozdział IV „Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego” opracowanego przez TAURON Dystrybucja S.A.

8. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- 8.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRIESD-Bilansowanie.
- 8.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRIESD-Bilansowanie powinny być zgłaszane w formie pisemnej, która stanowić będzie podstawę reklamacji lub skargi.
- 8.3. Reklamacje powinny być przesyłane do OSD, na adres:
- JSW KOKS S.A.**
Pawliczka 1
41-800 Zabrze
- 8.4. Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:
- a) dane adresowe podmiotu,
 - b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem,
 - c) zgłaszane żądanie,
 - d) dokumenty uzasadniające żądanie.
- 8.5. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.
- 8.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z punktem 8.5., w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące

dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji zawierającym:

- a) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania,
- b) uzasadnienie zgłoszonego żądania,
- c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany listem poleconym na adres wymieniony w punkcie 8.3.

- 8.7. 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.
- 8.8. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSD a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSD i podmiot składający reklamację.
- 8.9. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w punkcie 8.8., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

9. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

9.1. Certyfikacja ORed

- 9.1.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych poniżej. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRIESP.
- 9.1.2. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.
- 9.1.3. ORed to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających kryteria:
 - 1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci;
 - 2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:
 - a) spełniające wymagania techniczne określone w IRIESD odpowiednio OSDp lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
 - b) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do systemu informatycznego OSD oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDp),
 - c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie do OSD w trybie dobowym poprzez system wskazany przez OSD oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDn).
- 9.1.4. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana, jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw

energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDn.

9.1.5. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

- 1) OSD - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSD;
- 2) OSD we współpracy z OSDn - jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSD i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD;
OSD wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSD otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.
- 3) OSDn we współpracy z OSD - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD;
Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt 9.1.17. wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn OSD celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (dalej „system IP DSR”) i nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn przekazuje do OSD również oświadczenia Odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSD do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez OSDn i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR. OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt 9.1.3.
OSDn wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDn otrzyma od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wystawia jeden z tych OSDn, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

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

9.1.6. Procesem certyfikacji, przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

- 1) Objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów określającym szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, wydanym na podstawie ustawy Prawo energetyczne.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

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

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

9.1.7. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt. 9.1.6. ppkt. 1) lit. a) dokonywana jest na poniższych zasadach

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

- 1) W terminie 4 miesięcy od daty wejścia w życie zmian IRIESP wprowadzających certyfikację ORed w trybie podstawowym - dotyczy przypadku certyfikacji obejmującej wszystkie ORed, jako procesu

dokonywanego po raz pierwszy;

2) W terminie 30 dni od dnia, od którego:

- a) Odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt 9.1.6 ppkt 1), lub
 - b) odpowiednio OSD albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym),
- dotyczy przypadku certyfikacji, obejmującej pojedyncze ORed, dokonywanej po upływie terminu wskazanego w pkt 1).

Certyfikacji, zgodnie z pkt 2), poddawane są wyłącznie ORed tych odbiorców, dla których to ORed nie został wydany uprzednio Certyfikat dla ORed.

9.1.7.1. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt. 9.1.3.

9.1.7.2. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. 9.1.7.1., jest pozytywny, wówczas odpowiednio OSD albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSD albo OSDn informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

9.1.7.3. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt 9.1.3. pkt 2) nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSD albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

9.1.7.4. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt 9.1.6. pkt 1).

9.1.8. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt 9.1.6. pkt 1) i 2) dokonywana jest na poniższych zasadach.

9.1.8.1. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

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

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

9.1.8.2. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

- 1) Dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed);
- 2) Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
- 3) Dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
- 4) Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt 9.1.3.;
- 5) Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie, której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej;
- 6) Oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
 - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSD do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSD),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSD i OSD do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),

- c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
 - d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),
 - e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),
 - i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSD albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany;
- 7) Pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed). Odbiorca w ORed przyłączony do sieci OSD lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSD wnioski o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed). Wniosek składany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD. Na każde żądanie OSD, Odbiorca w ORed dostarcza do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

9.1.8.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

- 1) Kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 2) Poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 3) Kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
- 4) Spełniania kryteriów, o których mowa w pkt. 9.1.3.

9.1.8.4. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. 9.1.8.3. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSD albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt 9.1.3 pkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSD albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

9.1.8.5. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. 9.1.8.3., jest pozytywny, wówczas OSD albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

9.1.8.6. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn, w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. 9.1.8.3.i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt. 9.1.5 ppkt. 3) do upoważnionego OSD.

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do OSD wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. 9.1.5 ppkt. 3). Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD.

Na każde żądanie OSD, OSDn dostarcza do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. 9.1.5. ppkt. 3), albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt. 9.1.3.

9.1.8.7. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego

wniosku do OSD albo OSDn.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do OSD celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia przed ww. terminem wydania certyfikatu.

9.1.9. Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) Numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. 9.1.5. ppkt. 3) zdanie drugie;
- 2) Lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej OSD;
- 3) Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt. 9.1.13. zdanie trzecie;
- 4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSD, o którym mowa w pkt. 1.5. (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego OSD i OSDn zlokalizowany jest dany PPE);
- 5) Datę od której obowiązuje Certyfikat dla ORed;
- 6) Podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
- 7) Typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez Odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt 9.1.12 ppkt 3) lit.a);
- 8) Informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

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

- 9.1.10. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. 9.1.7.1. i 9.1.8.3., OSD upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

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

- 9.1.11. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.

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

- 1) Zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
 - a) OSD do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSD),
 - b) OSDn do OSD i OSD do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
 - c) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
- 2) Zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.
- 3) Oświadczenia:
 - a) wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej,
 - b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
 - d) wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,

- e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSD albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

W przypadku ORed przyłączonego do sieci OSDn, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do tego OSDn. Następnie OSDn informuje OSD o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

Na każde żądanie OSD, OSDn dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, zgody i oświadczenia Odbiorcy w ORed określone w niniejszym punkcie.

- 9.1.13. Zgody, o których mowa w pkt. 9.1.12. ppkt 1) i 2) są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRIESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.

W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt 9.1.12., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt 9.1.12 ppkt 2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny” na „ORed aktywny” następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez OSD dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt 9.1.12.

- 9.1.14. OSP publikuje na swojej stronie internetowej informację o posiadaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji Certyfikatu dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że Odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację.

- 9.1.15. Upoważniony OSD przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) Gdy OSD albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. 9.1.3.; OSDn przekazuje informację w tym zakresie do OSD, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR.
- 2) Wstrzymania świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej Odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej.

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

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

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

- 9.1.16. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny”), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed składa wniosek do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt 9.1.3. OSD upoważniony przez OSDn aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

Operator systemu, który wydał Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu odnośnie odbiorców przyłączonych do jego sieci, ma prawo dokonania aktualizacji Certyfikatu dla ORed. W przypadku aktualizacji dokonanej przez OSDn, operator ten przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do właściwego OSDp celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR.

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

Aktualizacja Certyfikatu dla ORed powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed w dacie wydania

nowego certyfikatu dla tego ORed.

- 9.1.17. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt 9.1.12. i 9.1.14., określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.
- 9.1.18. OSD i OSDn, na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt. 9.1.12. i 9.1.14.

9.2. Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed

- 9.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie,
- 9.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.
- 9.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSD od OSP:

- 1) dla Programu Gwarantowanego i Programu Bieżącego, informacji:

- a) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
- b) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę.

OSD po otrzymaniu informacji od OSP, dokonuje (w dobie $n+4$) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSD przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. 9.2.7. – 9.2.9. OSD przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt. 9.2.5

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

OSD, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie $n+4$) zasilenia, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia,

OSD przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. 9.2.8. – 9.2.10. OSD przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt. 9.2.5.

- 9.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, JSW KOKS S.A. przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. 9.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD.
- 9.2.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD, zobowiązany jest do przekazywania do OSD godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:
- 1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt. 9.2.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSD,
 - 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby n), o którym mowa w pkt. 9.2.7., w terminie do doby $n+2$,
 - 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt. 9.2.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca $m+1$,
 - 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt. 9.2.9., za miesiąc m , w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca $m+2$ lub $m+4$.

OSDn przekazuje do OSD godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSD dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh. Dodatkowe szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych zostaną

określone przez OSD zgodnie ze standardem WIRE.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie.

- 9.2.6. OSD przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.
- 9.2.7. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez OSD do OSP w trybie wstępnym od doby $n+1$ do doby $n+4$.
- 9.2.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m , OSD dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSD i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym $m+1$. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do OSD zgodnie z pkt. 9.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSD do OSP za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+1$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca $m+1$ poprzez wysłanie zapytania do OSD o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSD przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSD w trybie podstawowym $m+1$, OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt. 9.2.7.

W trybie podstawowym $m+1$ wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez OSD do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

- 9.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSD do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc $m+2$ i $m+4$ (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$ poprzez wysłanie do OSD zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSD przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z IRIESP.

- 9.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

10. ZESTAWIENIE SKRÓTÓW UŻYTYCH W INSTRUKCJI

- **IRIESD** - Bilansowanie Część szczegółowa Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
- **IRIESP** - Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE SA
- **IRIESR** - Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Rozdzielczej
- **OSP** - Operator Systemu Przesyłowego
- **OSD** - Operator Systemu Dystrybucyjnego
- **RB** - Rynek Bilansujący
- **URB** - Uczestnik Rynku Bilansującego
- **URE** - Urząd Regulacji Energetyki
- **POB** - Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
- **JG** - Jednostka Grafikowa
- **MB** - Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego
- **MDD** - Miejsca Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
- **URD** - Uczestnik Rynku Bilansującego
- **URD₀** - Uczestnik Rynku Bilansującego typu odbiorca

- **URD_w** - Uczestnik Rynku Bilansującego typu wytwórca
- **PDE** - Punkt Dostarczania Energii
- **LSPR** - Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy
- **rDMB** - Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego
- **rMDD** - Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego
- **rMDD** - Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego
- **sMDD** - Substytucyjne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego
- **PPE** - Punkt Poboru Energii
- **FPP** - Fizyczny Punkt Pomiarowy
- **FS** - Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu
- **KSE** - Krajowy System Elektroenergetyczny
- **GUD** – Generalna Umowa Dystrybucyjna
- **GUD-K** - Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej
- **ORed** - Obiekt Redukcji

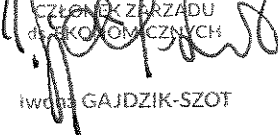
11. DOKUMENTY ZWIĄZANE ZE ZMIANĄ SPRZEDAWCY

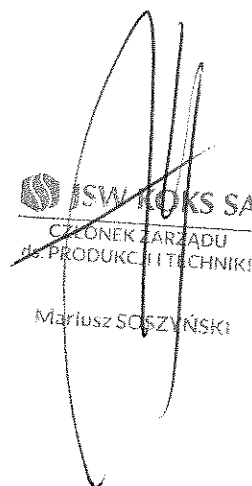
11.1. ZGŁOSZENIE ZMIANY SPRZEDAWCY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wzór dokumentu stanowi załącznik nr 1 do Instrukcji.

11.2. ZGŁOSZENIE ZMIANY POB

Wzór dokumentu stanowi załącznik nr 2 do Instrukcji.

 **JSW KOKS SA**
CZŁONEK ZARZĄDU
ds. EKONOMICZNYCH

Iwona GAJDZIAK-SZOT

 **JSW KOKS SA**
CZŁONEK ZARZĄDU
ds. PRODUKCJI I TECHNIKI

Mariusz SOSZYŃSKI