DOI: 10.15199/17.2022.1.6

Rola rynku bilansującego w handlu energią elektryczną pochodzącą ze źródeł odnawialnych pogodowzależnych CZ I. Podstawy działania RYNKU BILASUJĄCGO

The role of the balancing market in electricity trading from weather-dependent renewable sources PART I. Basics of the operation of the BALANCING MARKET

Andrzej J. Osiadacz, Monika Zuba*)

Słowa kluczowe: *rynek bilansujący, rynek energii elektrycznej, bilansowanie mocy czynnej*

Streszczenie
W artykule przedstawiono zasady działania rynku bilansującego, formy zawierania kontraktów i ich rozliczeń. Jest to część I - wprowadzenie. W części II, w kolejnym numerze zostanie przedstawiony mechanizm obrotu energią elektryczna ze źródeł odnawialnych, pogodowozależnych na przykładzie farmy fotowoltaicznej.
Artykuł postał jako wynik badan literaturowych przeprowadzonych przez Autora w trakcie sporządzania pracy inżynierskiej pt. „Zasady funkcjonowania elektrowni słonecznych na Rynku Bilansują". [1]

Keywords: *balancing market, electricity market, active power balancing*

Abstract
The article presents the principles of operation of the balancing market, forms of concluding contracts and their settlements. This is Part I - Introduction. In part II, the next issue will present the mechanism of trading electricity from renewable, weather-dependent sources on the example of a photovoltaic farm.

Wprowadzenie

Krajowy system elektroenergetyczny tworzy bardzo złożoną strukturę, w której można wyróżnić źródła energii elektrycznej, sieci przesyłowe i rozdzielcze oraz urządzenia wykorzystujące energię. Warto podkreślić, że energia elektryczna jest wyjątkowym towarem, będących przedmiotem handlu na rynkach towarowych, ze względu na brak możliwości magazynowania. To z kolei wymusza bilansowanie produkcji i zużycia w każdej chwili pracy systemu. [11]

Od wielu lat obserwujemy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE, dodatkowo różnica między minimalnym a maksymalnym poborem ustanawia nowe rekordy. Energetyka konwencjonalna w Polsce nie jest w stanie odpowiednio elastycznie zareagować na zmieniającą się podaż.

Alternatywą dla kapitałochłonnej budowy nowych bloków energetyki zawodowej jest wykorzystanie energii odnawialnej wiatru i słońca. Słoneczne źródła energii w obecnej chwili stanowią niewielki udział w podsystemie wytwórczym KSE. Można też zauważyć, że rok do roku udział źródeł słoneczno-zależnych prężnie się zwiększa. W przyszłości, źródła fotowoltaiczne, w godzinach szczytowych mogą stanowić istotny element wytwórczy.

Dynamiczny rozwój wytwarzania OZE wpłynęło na zwiększenie zmienności dostaw energii do systemu. Sporadyczny i nieprzewidywalny charakter produkcji energii wiatrowej i słonecznej, bilansowanie dostaw w czasie rzeczywistym i popyt stał się ostatnio działalnością bardziej złożoną niż kiedykolwiek wcześniej.

Wstęp

Emisja dwutlenku węgla oraz spalanie paliw kopalnych wywołują niekorzystne zmiany klimatu i temperatury na Ziemi, co wiąże się z poważnymi zagrożeniami dla ekosystemu, zdrowia człowieka i gospodarki. W związku z tym od kilkudziesięciu lat obserwujemy wzrost problemów ekologicznych, ekonomicznych, a także społecznych całego świata. Prężnie rozwijające się gospodarki na całym świecie uzależnione są od bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i cieplnej, pamiętając o zasadach zrównoważonego rozwoju. [1]

Unia Europejska podjęła się konsekwentnych działań aby zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych. Kraje członkowskie, w tym Polska, zobowiązane są aby zintensyfikować wysiłki zmierzające do zaradzenia zmianie klimatu. Ich efektem jest rozwój sektora odnawialnych źródeł energii. [6,7]

Transformacja Polskiej energetyki przeprowadzana jest w duchu trzech trendów: dekarbonizacji, decentralizacji i digitalizacji co obrazuje rys. 1.

Dekarbonizacja służy budowaniu gospodarki niskoemisyjnej. Jest to odchodzenie od źródeł konwencjonalnych w kierunku energetyki

*) **Andrzej J. Osiadacz,** Prof. dr hab. inż – Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych, Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska, Politechnika Warszawska, **Monika Zuba,** inż. – Państwowa Uczelnia Zawodowa im. Ignacego Mościckiego w Ciechanowie. Wydział Inżynierii i Ekonomii, Kierunek: Inżynieria Środowiska, Dyplom inżynierski: Zasady funkcjonowania elektrowni słonecznych na Rynku Bilansującym, Ciechanów 2021 r.

odnawialnej ,na rzecz technologii przyjaznych środowisku. Potrzeba dekarbonizacji wynika również z rachunku ekonomicznego i oceny dostępności węgla w przyszłości.

Obecnie obserwujemy również przenoszenie punktu ciężkości z systemu opartego na centralnej energetyce niskoemisyjnej w kierunku małych instalacji wytwórczych, pracujących na potrzeby dotychczasowego odbiorcy (instalacje prosumenckie) lub większych instalacji nazywanych farmami. W ten sposób naturalnie obserwujemy decentralizację czyli wzrost znaczenia rozproszonych, indywidualnych źródeł energii, w tym OZE i magazynów energii.

Wraz z trendem decentralizacji rośnie potrzeba integracji rozproszonych źródeł energii. Wymagane jest sprawnie działające systemy wymiany informacji, płynne zarządzanie instalacjami wytwórczymi oraz zapotrzebowaniem na energię oraz automatyzację wielu procesów. [3]

Jednocześnie, ze wzrostem rozproszonych źródeł energii, rośnie potrzeba integracji systemów do wymiany informacji , systemów zarządzania instalacjami wytwórczymi, automatyzacji i zapotrzebowania na energię. Wzrasta więc potrzeba cyfryzacji a dokładniej digitalizacji. Digitalizacja wpływa na optymalizację funkcjonowania sieci elektroenergetycznej i zwiększa możliwości aktywnego wykorzystania zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym na 2019 r. wynosiła 46 799 MW. Z zawodowych elektrowni wodnych pochodziło 2 346 MW, z elektrowni wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii 7 490 MW. Dla porównania, dla elektrowni zawodowych cieplnych opalanych węglem kamienny i brunatnym wynosiła 31 541 MW. Ogólnie moc zainstalowana pochodząca z OZE była na poziomie około 21 %, z czego 16% generują elektrownie wiatrowe i inne OZE ,natomiast 5% pochodzi z elektrowni wodnych.

Dominującą rolę w strukturze mocy KSE stanowią elektrownie węglowe, gdyż prawie 67% mocy zainstalowanej pochodzi właśnie od nich. Z czego 49,5 % to elektrownie opalane węglem kamiennym a 18 % węglem brunatnym. W tab. 1 zaprezentowano zestawienie dotyczące struktury mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w 2019 r [5]

W długim horyzoncie czasowym do 2050 r., według współczesnych prognoz przewiduje się, że na równi z wykorzystaniem gazu, właśnie technologie odnawialne i wspierające wzrost efektywności energetycznej zdominują energetykę Polską.

Rynek Bilansujący [8,9]

Bilansowanie mocy czynnej w KSE

Energia elektryczna jest inną formą energii niż energia cieplna czy energia uzyskana ze spalania gazu, gdyż dostawa energii elektrycznej wiąże się z przemieszczaniem wolnych elektronów a nie materii. Właściwości fizyczne energii elektrycznej prądu przemiennego powodują brak możliwości magazynowania tej energii na skalę przemysłową. W związku z tym istotą, która ma wyraźny wpływ na funkcjonowanie wszystkich urządzeń czy systemów elektroenergetycznych, jest fakt, że w każdej chwili wielkość poboru energii elektrycznej czynnej przez odbiorców musi być zbilansowana z wielkością generacji energii elektrycznej czynnej źródeł wytwórczych. Szczególnie ważny jest fakt iż Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) jest połączony z systemami elektroenergetycznymi innych krajów, co powoduje, że na bilans energii czynnej w KSE ma wpływ chwilowe saldo wymiany międzysystemowej energii.

Brak możliwości magazynowania energii elektrycznej powoduje, że chwilowych nadwyżek generacji energii nie można „składować" na okresy chwilowych nadwyżek poboru. Mimo iż magazyny prężnie się rozwijają, w dalszym ciągu są to niewielkie pojemności w stosunku do potrzeb systemu.

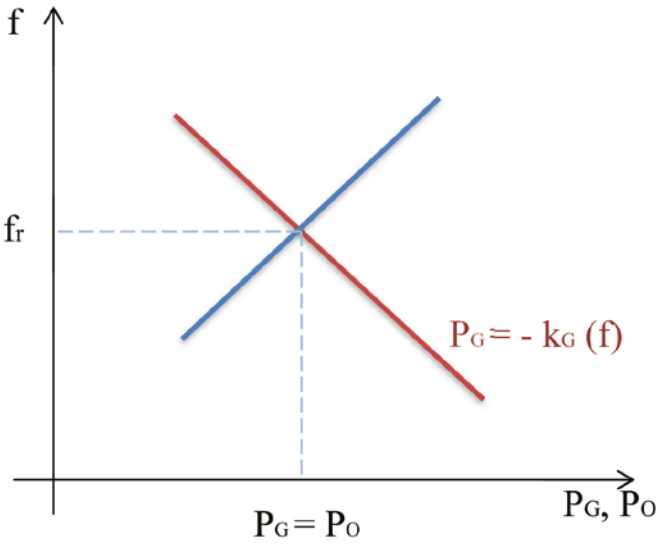
Bilansowanie mocy czynnej w KSE jest wymagane, ze względu na konieczność utrzymania nominalnej wartości częstotliwości prądu przemiennego w KSE (f_n = 50 Hz). [4] Przy nadwyżce generacji ponad pobór, częstotliwość nominalna prądu przemiennego rośnie. Przy niedoborze generacji w stosunku do zapotrzebowania odbiorców, częstotliwość spada. W przypadku nadmiernego odchylenia częstotliwości w KSE od wartości nominalnej obserwujemy pracę urządzeń elektroenergetycznych oraz odbiorów w niewłaściwych warunkach, co powoduje ich niszczenie a w ostateczności odłączenie od systemu. W dalszych skutkach prowadzić to może do niekontrolowanego rozpadu KSE czyli *black-out'u*.

Gdy mamy niewielkie zmiany częstotliwości „czyli małe zmiany wielkości poboru mocy w stosunku do wielkości generacji, dzięki charakterystykom zmian poboru i generacji mocy w funkcji częstotliwości P=k(f), KSE jest układem samobilansującym. Jeżeli z jakiegoś powodu, np. nadmiernej generacji, następuje wzrost częstotliwości w systemie. W konsekwencji generatory synchroniczne w klasycznych źródłach wytwórczych zmniejszają generację mocy. Zjawisko odwrotne obserwujemy gdy skupimy swoją uwagę na odbiorach. Im większa częstotliwość tym odbiory pobierają więcej mocy. Mechanizm samoregulacyjności został przedstawiony na rys. 1.

Mimo wielkich starań, rynek energii elektrycznej skoncentrowany jest wokół największych wytwórców, sterowanie wytwarzaniem energii jest bardziej naturalne niż sterowanie popytem rozproszonym. Gdyż ten jest niesterowalny. Dodatkowo, bilansowanie techniczne musi być wspomagane mechanizmem optymalizacji kosztowej i regulacji tak, aby naturalny monopol wytwórczy nie powodował wzrostu cen nieadekwatnego do wzrostu kosztów wytwarzania. [5]

	31.12.2017 r.	31.12.2018 r.	31.12.2019 r.
Ogółem	43 421	45 939	46 799
Elektrownie zawodowe	34 268	36 638	36 674
Elektrownie zawodowe wodne	2 328	2 341	2 346
Elektrownie zawodowe cieplne, w tym:	31 939	34 296	34 328
na węglu kamiennym	20 247	23 215	23 159
na węglu brunatnym	9 352	8 752	8 382
gazowe	2 341	2 330	2 788
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	6 341	6 621	7 490
Elektrownie przemysłowe	2 813	2 680	2 634
JWCD	26 952	29 128	29 333
nJWCD	16 470	16 811	17 466

Tabela 1. Struktura mocy zainstalowanej w KSE stan na 31.12.2019 [10]
Table 1. The structure of the installed capacity in the NPS, as of December 31, 2019 [10]



Rys. 1. Mechanizm samo sterowalnego KSE w niewielkich zakresach zmian częstotliwości (opracowanie własne)

Fig. 1. The mechanism of the self-controllable PPS in small ranges of frequency changes

Narzędzia bilansowania mocy czynnej w KSE w latach 2020 i 2021

Aktywne bilansowanie KSE przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), polega na oddziaływaniu na trzy składniki bilansu mocy czynnej KSE:

- wielkość generacji energii w źródłach wytwórczych (regulacyjnych),
- wielkość poboru energii przez odbiorców,
- wielkość wymiany międzysystemowej.

OSP oddziałując na wytwórców, może zarówno zwiększać jak i zmniejszać wielkości sumarycznej generacji mocy w KSE (z zastrzeżeniem, że nie dotyczy to must run'ów, elektrowni szczytowo-pompowych oraz niesterowalnych OZE). OSP ,oddziałując na wymianę, może zwiększyć dostawy energii do KSE (w przypadku ujemnego bilansu w KSE), lub zwiększyć dostawy do systemów zagranicznych (w przypadku ujemnego bilansu w innych KSE). I jeszcze OSP może oddziaływać na odbiorców, ale tylko tak aby zmniejszyć pobór energii przez odbiorców KSE (z zastrzeżeniem dla elektrowni szczytowo-pompowych i prosumentów).

W zależności od rodzaju rynku, OSP stosuje różne narzędzia dla bilansowania KSE. Na Runku Usług Systemowych RUS jest to regulacja pierwotna, regulacja wtórna, wzrost generacji w jednostkach wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (usługa Generacji Wymuszonej Sieciowej GWS) i praca z zaniżeniami lub z przeciążeniami jednostek wytwórczych. Narzędzia na Rynku Bilansującym (RB) to bilansowanie poprzez mechanizmy rynku bilansującego dla jednostek grafikowych wytwórczych. Jednocześnie dla RB i Wymiany Międzysystemowej (WM) mamy wymianę międzysystemową nieplanowaną interwencyjną, wymianą systemową planowaną interwencyjną.

W zakresie obniżania poboru mocy przez odbiorców OSP ma możliwość skorzystania z trzech narzędzi:

- Na RB: bilansowanie KSE poprzez mechanizmy rynku bilansującego dla jednostek grafikowych odbiorczych (zmniejszenie poboru),
- NA RUS: redukcja zapotrzebowania przez odbiorców na polecenie OSP
- Obniżenie wielkości poboru mocy przez odbiory, zgodnie z planami ograniczeń i stopni zasilania (ograniczenia realizowanie przez odbiorców).

Narzędzia opisane powyżej mogą być wykorzystywane podczas normalnej pracy KSE, lub podczas pracy KSE w warunkach „napiętego" bilansu KSE, ale możliwego do opanowania przez odbiorców zgodnie z wcześniej przygotowanym planem ograniczeń. [9]

Obszar Rynku Bilansującego

Część Krajowego Systemy Elektroenergetycznego KSE, w którym jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną, oraz w której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w KSE. OSP zarządza ograniczeniami systemowymi, prowadzi rozliczenia kosztów bilansowania i kosztów usuwania ograniczeń systemowych z podmiotami uczestniczącymi w rynku bilansującym.

Początkowo podstawowy obszar działania RB miał obejmować tylko sieć przesyłową. Podczas uruchamiania RB podstawowy obszar rynku bilansującego został rozszerzony o miejsca w sieci dystrybucyjnej 110 kV: połączenia pomiędzy sąsiednimi OSD, przyłącza jednostek wytwórczych w elektrowniach systemowych, przyłącza dużych odbiorców, którzy chcieli uczestniczyć w rynku bilansującym.

Obszar działania rynku bilansującego jest określony przez zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego MB oraz zbiór Jednostek Grafikowych JG. Dodatkowo muszę być spełnione warunku, że Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego MB muszą obejmować wszystkie połączenia obsługiwane przez Uczestników Rynku Bilansującego URB w ramach prowadzonego przez nich bilansowania handlowego i Jednostki Grafikowe JG muszą pokrywać wszystkie Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego MB.

Podstawowy obszar działania RB możemy podzielić na trzy grupy:

Obszar rynku wyznaczany przez fizyczne punkty sieci czyli sieć przesyłową; Miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze JWCD; Miejsca w sieci dystrybucyjnej SN, do których są przyłączone dodatkowe wyprowadzenia mocy jednostek wytwórczych będących JWCD, przyłączonych do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV.

Obszar rynku wyznaczany przez wirtualne punkty „ponad siecią", poprzez który uczestniczą w RB podmioty nieprzyłączone do sieci (sprzedawcy energii, giełda energii, NEMO) lub podmioty przyłączone „w głębi" sieci dystrybucyjnej (sieć 110 kV, SN i nN)

Obszar rynku wyznaczony przez umowne punkty w sieci. Są to miejsca w sieci dystrybucyjnej, w których są reprezentowane jednostki wytwórcze niebędące JWCD (nJWCD), magazyny energii, sterowne odbiory energii, które aktywnie uczestniczą w rynku bilansującym.

Obszar działania RB może być rozszerzany o nowe fragmenty sieci zamkniętej o napięciu 110 kV, miejsca w sieci SN i nN, w których energia elektryczna jest pobierana przez OSP lub OSD na potrzeby własne w stacjach elektroenergetycznych NN/WN, NN/SN lub WM/SN. Rozszerzenie obszaru rynku bilansującego może nastąpić tylko wtedy, jeżeli we fragmencie sieci dystrybucyjnej, który ma być przyłączony do rynku bilansującego, zostaną spełnione wszystkie wymagane warunki dla uczestnictwa w tym rynku.

Podstawą rozszerzenia obszaru RB na fragmenty sieci dystrybucyjnej, jest wprowadzenie zmian do umów przesyłania zawartych pomiędzy OSP i odpowiednimi OSD oraz podmiotami, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do fragmentu sieci dystrybucyjnej, o której ma być rozszerzony obszar rynku bilansującego. Następnie wprowadzenie zmian do umów dystrybucji z OSD lub uczestnikami rynku, dla których rozszerzenie obszaru rynku bilansującego zmieni warunki uczestniczenia w tym rynku. Zmianom w umowach towarzyszą zmiany konfiguracji systemów informatycznych obsługujących rynek bilansujący u OSP i OSD. [9]

Podmioty Rynku Bilansującego RB2020 / RB2021

Na rynku bilansującym od 2 stycznia 2021r. aktywnie uczestniczą:

- obowiązkowo JWCD w elektrowniach wodnych (elektrownie szczytowo – pompowe, ESP) w Jednostkach Grafikowych magazynów energii JGMa, JGMr,
- dobrowolne jednostki wytwórcze w nie będące Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi nJWCD w Jednostkach Grafikowych wytwórczych aktywnych JGWa,

- magazyny energii elektrycznej w JG magazynów energii JGMA, JGMr,
- farmy wiatrowe w JG farm wiatrowych aktywnych JGFWa,
- źródła fotowoltaiczne w JG źródeł fotowoltaicznych aktywnych JGFVa.

Zasady funkcjonowania na rynku bilansującym w 2021r. zawierają wiele parametrów, które definiują aktywność zasobów wytwórczych na RB. Są to m. in. Znacznik Aktywności ZAK, moc osiągalna brutto PO pojedynczego zasobu wytwórczego lub agregatu zasobów wytwórczych, lokalizacja w sieci przyłączenia do KSE, wyposażenie w systemy IT.

Na RB mamy dwa znaczniki aktywności ZAK; ZAK =1 oznacza, że Jednostka Grafikowa uczestniczy aktywnie w RB i podlega dysponowaniu przez OSP w ramach pełnej mocy dyspozycyjnej JG, w wyniku wykorzystania danych handlowo – technicznych zgłoszonych dla JG, zakresie zmiany stanu pracy JG i wielkości obciążenia; ZAK = 2 oznacza, żę Jednostka Grafikowa uczestniczy aktywnie w rynku bilansującym i podlega dysponowaniu przez OSP w ramach zaoferowanej mocy dyspozycyjnej JG, w wyniku wykorzystania danych handlowo-technicznych zgłoszonych dla JG, w zakresie zmiany wielkości obciążenia. [9]

Uczestnik Rynku Bilansującego URB

Jest to podmiot, który ma zawartą umowę przesyłania z OSP, na mocy której realizuje dostawy energii poprzez obszar rynku bilansującego. Podlega rozliczeniom z tytułu działań, obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonym w Warunkach Dotyczących Bilansowania, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego. Uczestnikami RB są też NEMO (*Nominated Electricity Market Operator*, Wyznaczony Operator Rynku Energii), który ma zawartą umowę MNA OA z OSP albo, za zgodą OSP, CCP NEMO wskazany OSP przez NEMO w umowie MNA OA. Przy czym Umowa MNO OA (MNA Operational Agreement) – umowa zwarta pomiędzy OSP a NEMO określająca szczegółowe zasady operacyjnego działania Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego lub Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego w Polskim obszarze rynkowym w formule wielu NEMO, wdrażająca „ Warunki dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce".

CCP NEMO to podmiot, wskazany OSP przez NEMO w umowie MNA OA, który prowadzi rozliczenie i rozrachunek transakcji sprzedaży i zakupu energii elektrycznej, zawieranych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego lub Rynku Dnia Bieżącego lub organizuje transfer sald, wynikający z alokacji zdolności przesyłowych w ramach wymiany międzysystemowej.

Uczestnikiem RB może być:

- Podmiot, którego urządzenia i instalacje są fizycznie przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (może być to sieć przesyłowa i fragmenty sieci dystrybucyjnej). Są to między innymi wytwórcy (URB_W), konwencjonalni, farmy wiatrowe i fotowoltaiczne, magazyny energii czy odbiorcy. Odbiorców (URB_O) wyróżniamy dwóch; URB_{OK} – odbiorcy końcowi, zużywający energię elektryczną na własne potrzeby oraz URB_{SD} – podmioty pełniące na obszarze poszczególnych OSD (Operatorów Systemu Dystrybucyjnego) funkcje sprzedawcy z urzędu (sprzedaż energii odbiorcom nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy energii).
- Podmiot, który nie posiada urządzeń i instalacji fizycznie przyłączonych do sieci a jedynie jest stroną transakcji sprzedaży lub kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze rynku bilansującego. Czyli jest to Giełda Energii (URB_{GE}), NEMO, Sprzedawcy energii (SE) – Przedsiębiorstwa obrotu (URB_{PO}) i Przedsiębiorstwa bilansujące w którym wyróżniamy dwie grupy; Operator systemu przesyłowego URB_{BIL} (zakup energii na pokrycie strat w sieci przesyłowej lub zakup energii na potrzeby własne w stacjach NN/WN/ i NN/SN) i Operator systemu dystrybucyjnego typu OSDp określany jako URB_{OSD} (zakup energii na pokrycie strat w sieci dystrybucyjnej lub zakup energii na potrzeby własne w stacjach NN/WN/ i NN/SN). [9]

Uczestnik wymiany międzysystemowej UWM

Jest to URB, który ma zawartą umowę przesyłania z OSP, która między innymi reguluje warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej, na mocy której:

- uczestniczy w aukcjach na zdolności przesyłowe międzysystemowe na połączeniach synchronicznych,
- uczestniczy w procesie jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego (aukcja typu implicite, w których zdolności przesyłowe są alokowane łącznie z energią) na połączeniach asynchronicznych.

Realizacja wymiany międzysystemowej wymaga od UWM dokonywania niezbędnych zgłoszeń i przekazywania informacji zarówno w obszarze działania RB, jak i w obszarze realizacji wymiany międzysystemowej. Wymiana danych pomiędzy UWM oraz OSP następuje poprzez Operatora Rynku danego UWM jako URB zgodnie z określonymi procedurami. [9]

Operator Rynku Energii Elektrycznej NEMO

Należy do UBR typu Giełda Energii URBGE, wyznaczony przez właściwy organ (Urząd Regulacji Energetyki URE) do wykonywania zadań związanych z jednolitym łączeniem Rynków Dnia Następnego (RDN) i/lub Rynków Dnia Bieżącego (RDB) w poszczególnych obszarach rynkowych. NEMO przez „zarządzanie" zdolnościami przesyłowymi pomiędzy obszarami rynkowymi umożliwia krajowym uczestnikom rynku energii (z danego obszaru rynkowego) uczestnictwo w Europejskim Rynku Energii. [9]

Uczestnik Rynku Detalicznego URD

Uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych, jak i przedsiębiorstwach), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną, w tym operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu). Jest to użytkownik systemu dystrybucyjnego, który:

- jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej,
- jest wytwórcą albo odbiorcą energii,
- korzysta z prawa wyboru sprzedawcy energii elektrycznej,
- wskazał URB, który będzie odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe. [9]

Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie POB

Jest to użytkownik systemu będący Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD) który jest bilansowany handlowo na Rynku Bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej funkcje Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie handlowe. Podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe dla danego URD, przyłączonego do sieci danego OSD, może być URB, który wykonuje funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe w sieci tego OSD. [9]

Operatorzy Systemu OS

Operator systemu przesyłowego OSP

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przyłączeniem energii, odpowiedzialne za:

- ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym,

- bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania systemu przesyłowego,
- eksploatację, konserwację, remonty sieci przesyłowej,
- niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi

Jest uczestnikiem rynku bilansującego typu URPBIL [9]

Operatorzy systemów dystrybucyjnych OSD

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii, odpowiedzialne za:
- ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym,
- bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- eksploatację, konserwację, remonty sieci dystrybucyjnej,
- niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Wyróżniamy dwa główne rodzaje Operatora systemu dystrybucyjnego: OSD_p – przyłączony do sieci przesyłowej, który jest uczestnik rynku bilansującego typu URB_{OSD} lub OSD_n – nie przyłączony do sieci przesyłowej, który uczestniczy w rynku bilansującym pośrednio. Jeżeli jest połączony bezpośrednio z OSD_p – poprzez tego OSD_p lub jeżeli nie jest przyłączony bezpośrednio z OSD_p poprzez innego OSD_n.

Zadania i obowiązki OSP i OSD są bardzo rygorystyczne i ściśle regulowane przez Prawo energetyczne i Rozporządzenia do Parlamentu Europejskiego. [9]

Operator rynku OR

To podmiot który, świadczy usługi operatorskie na rynku energii w zakresie handlowym lub handlowo-technicznym na podstawie umowy przesyłu zawartej z OSP (lub właściwym OSD), określające zakres i sposób realizacji działalności operatorskiej na rynku energii. OR może być sam uczestnikiem rynku bilansującego lub być podmiotem, który ma zawartą umowę z uczestnikiem rynku bilansującego i na jej podstawie pełni funkcję OR.

Zadania i obowiązki OR są w niewielkim stopniu regulowane przez Prawo energetyczne i Rozporządzenia do Parlamentu Europejskiego. Gównie są sformułowane w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej IRiESP i Wytycznych Dotyczących Bilansowania oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej IRiESD. OR są obligatoryjni tylko dla podmiotów, które muszą (lub chcą) aktywnie uczestniczyć w rynku energii. [9]

Wyróżniamy trzy rodzaje operatorów rynku:
- Operator handlowo-techniczni OHT

Podmiot, który jest dysponentem handlowym i technicznym Jednostek Grafikowych uczestnika rynku bilansującego. Dysponuje zdolnościami wytwórczymi lub zdolnościami przyłączeniowymi Jednostek Grafikowych przyłączonych do sieci. Może on dysponować energią elektryczną wprowadzoną lub odbieraną poprzez Jednostkę Grafikową. Tworzy zbilansowane handlowo-technicznie grafiki pracy Jednostek Grafikowych i przekazuje je do OSP lub właściwego OSD. Przekazuje dane pomiarowo-rozliczeniowe oraz uczestniczy w procesie rozliczeń.
- Operator handlowi OH

Podmiot, który jest dysponentem handlowym Jednostek Grafikowych uczestnika rynku bilansującego. Może dysponować energią elektryczną wprowadzoną lub odbieraną poprzez Jednostkę Grafikową. Tworzy handlowe grafiki pracy Jednostek Grafikowych i przekazuje je do OSP właściwego OSD. Przekazuje dane pomiarowo-rozliczeniowe oraz uczestniczy w procesie rozliczeń.
- Operator pomiarów OP

Podmiot odpowiedzialny za przekazywanie danych pomiarowych z Fizycznych Punktów Pomiarowych URB, w tym danych pomiarowych URD. Uczestniczy w innych działaniach w procesie pozyskiwania danych pomiarowych Jednostek Grafikowych URB. Może realizować część funkcji OHT w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

Struktura Rynku Bilansującego

Wszystkie obiekty rynku bilansującego definiowane są przez OSP w Warunkach Dotyczących Bilansowania WDB [9]. Rozróżniamy dwa główne typy obiektów: są to obiekty pomiarowo –rozliczeniowe i planistyczno – rozliczeniowe.

Do obiektów pomiarowo – rozliczeniowych należą; Fizyczny punkt pomiarowy FPP, Miejsce dostarczania energii elektrycznej MD, Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego MB i Punkt dostarczania energii PDE. Do obiektów planistyczno – rozliczeniowych należy Jednostka Grafikowa JG. Dla wszystkich obiektów rynku bilansującego dane odnoszą się do poszczególnych godzin (lub kwadransów). [9]

Fizyczny punkt pomiarowy FPP

Reprezentuje pomiar przepływającej energii elektrycznej. Jest to miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej, definiowany w umowie przesyłania. Wyróżniamy Fizyczny punkt pomiarowy podstawowy FPPP i Fizyczny punkt pomiarowy rezerwowy FPPR. [9]

Miejsce dostarczania energii elektrycznej MD

Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, będący jednocześnie miejscem jej odbioru przez użytkownika systemu elektroenergetycznego (odbiorcę). Miejsca dostarczania energii elektrycznej są określone:
- w umowie o przyłączenie do sieci, albo
- w umowie o świadczenie usług przesyłania/dystrybucji energii elektrycznej, albo
- w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo
- w umowie kompleksowej.

Miejsce dostarczania nie jest obiektem rynku bilansującego. [9]

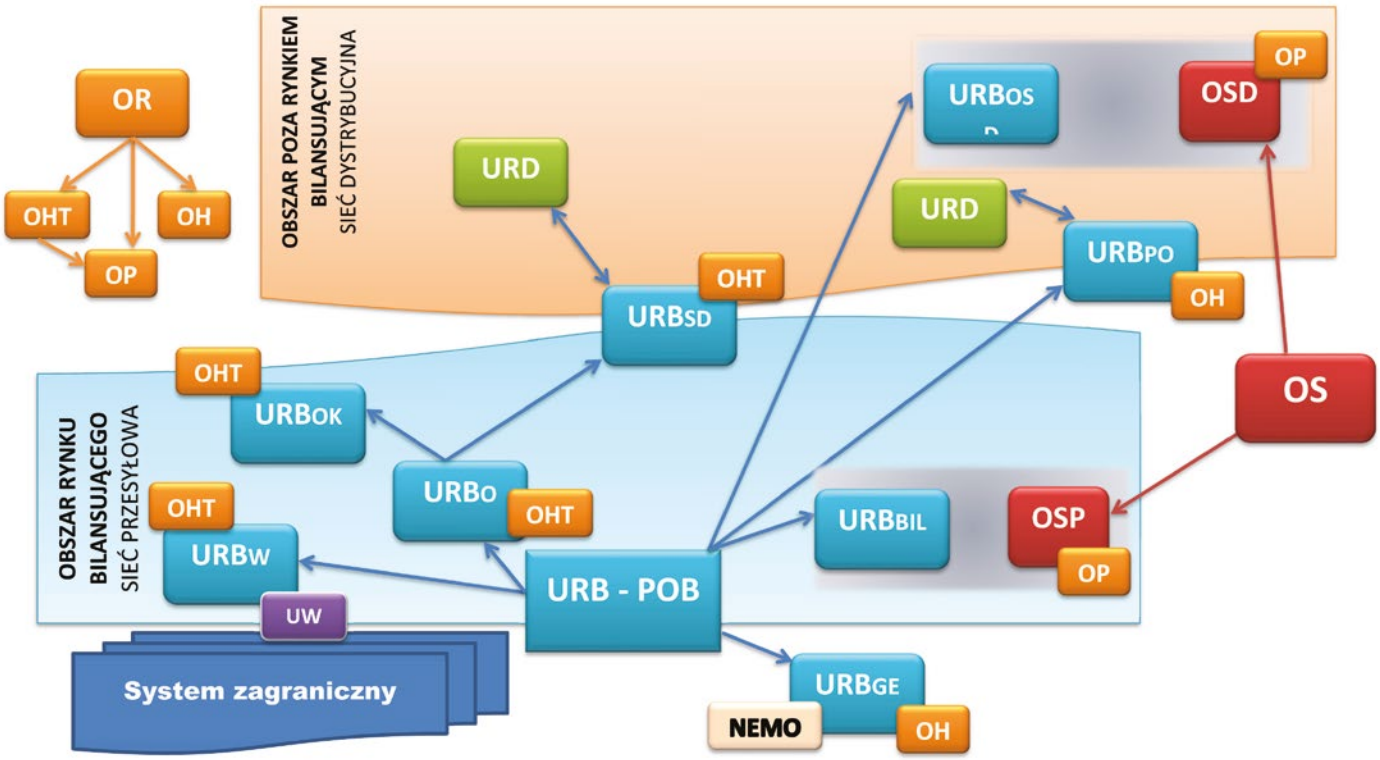
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego MB

Określany jest przez OSP punkt w sieci objętej obszarem rynku bilansującego, reprezentujący pojedynczy węzeł lub punkt „ponad siecią" w którym następuje przekazanie energii elektrycznej pomiędzy uczestnikiem rynku bilansującego (URB) a rynkiem bilansującym. MB dzielą się na:

Wirtualne miejsce dostarczania energii rynku bilansującego WMB. Są to MB w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią"). Ilość energii elektrycznej przekazanej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z umów sprzedaży energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

Fizyczne miejsce dostarczania energii rynku bilansującego FMB. Jest to Miejsce Bilansujące, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej przekazanej w FMB jest wyznaczana na podstawie pomiarów w fizycznych punktach pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

W danej lokalizacji sieci objętej obszarem rynku bilansującego może być zdefiniowanych wiele $_F$MB, które mogą reprezentować:
- $_{FZ}$MB – dostawy energii realizowane bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w obszarze rynku bilansującego,
- $_{FD}$MB – dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nie objętej obszarem rynku bilansującego, przyłączonych i reprezentowanych w tej lokalizacji sieci.
- $_{FD}$MB dla sieci dystrybucyjnej nie objętych obszarem rynku bilansującego posiadają atrybuty, które różnicują $_{FD}$MB jako atrybut lokalizacji i jako atrybut typu – typ URD.



Rys. 2. Ilustracja podmiotów Rynku Bilansującego. Opracowanie własne na podstawie [8,9]
Fig. 2. Illustration of the Balancing Market entities. Own study based on [8,9]

Atrybuty lokalizacji:
- obszar sieci OSD_p/OSD_n,
- węzeł sieci 110 kV w obszarze sieci OSD_p/OSD_n,
- węzeł sieci 110kV/SN w obszarze sieci OSD_p/OSD_n.

Atrybuty typu – typ URD:
„O" – odbiorca nieuczestniczący aktywnie w rynku bilansującym (nie URD),
„W" – wytwórca nieuczestniczący aktywnie w rynku bilansującym (nie URD),
„AFW" – farmy wiatrowe aktywnie uczestniczące w rynku bilansującym,
„APV" – źródła fotowoltaiczne aktywnie uczestniczące w rynku bilansującym,
„AM" – magazyny energii i elektrownie szczytowo – pompowe aktywnie uczestniczące w rynku bilansującym,
„AW" – inne jednostki wytwórcze aktywnie uczestniczące w rynku bilansującym,
„AO" – sterowane odbiory aktywnie uczestniczące w rynku bilansującym,
„OSD" – wymiana energii pomiędzy OSD na napięciu niższym niż 110kV.

Typ $_{FD}MB$ dla sieci dystrybucyjnej nie objętych obszarem rynku bilanzującego:
$_{FD}MB_O$ – odbiorcy nieaktywni w sieci dystrybucyjnej,
$_{FD}MB_W$ – wytwórcy nieaktywni w sieci dystrybucyjnej,
$_{FD}MB_{AFW}$ – wytwórcy w farmach wiatrowych,
$_{FD}MB_{APV}$ – wytwórcy w źródłach fotowoltaicznych,
$_{FD}MB_{AM}$ – elektrownie szczytowo-pompowe i magazyny energii,
$_{FD}MB_{AW}$ – inni wytwórcy aktywni w sieci dystrybucyjnej,
$_{FD}MB_{AO}$ – sterowanie odbiorcy energii aktywnie uczestniczący w rynku bilansującym,
$_{FD}MB_{OSD}$ – wymiana energii elektrycznej pomiędzy poszczególnym OSD na napięciu niższym niż 110 kV.

Ilustracja podmiotów Rynku Bilansującego została przedstawiona na Rysunku 2. Konfiguracja miejsc dostarczania energii MB na tle rynku bilansującego została przedstawiona na Rysunku 3. [9]

Punkt dostarczania energii PDE

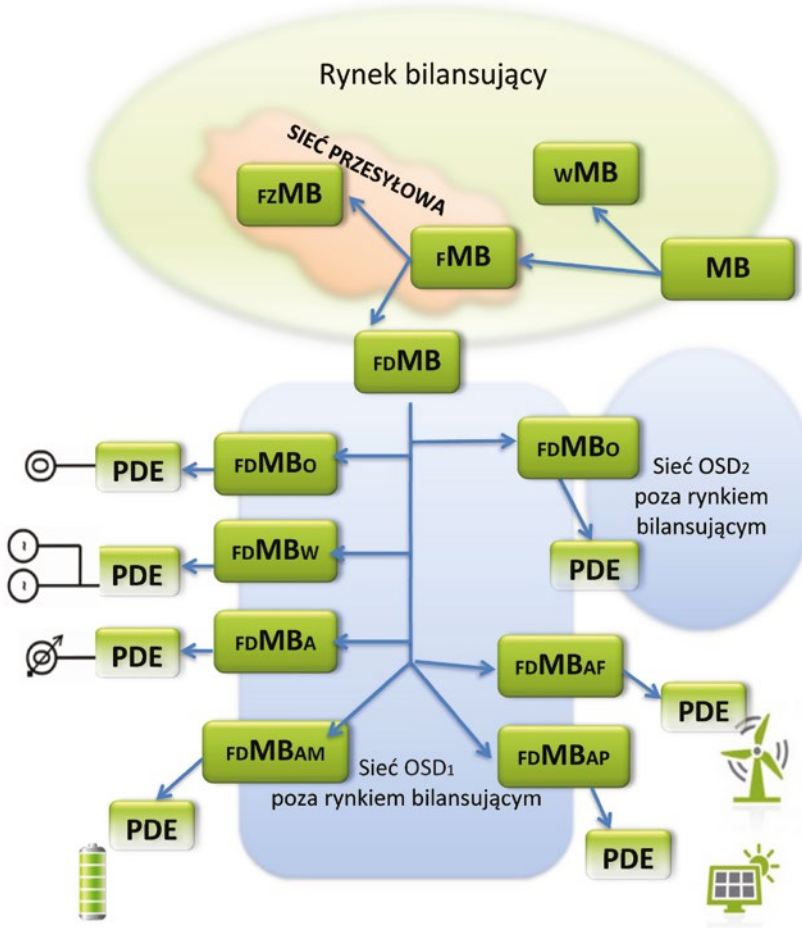
Miejsce przyłączenia użytkownika systemu dystrybucyjnego USD do sieci, poza obszarem rynku bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których jest realizowany proces bilansowania handlowego. Jest to obiekt łączący cechy fizycznego punktu pomiarowego FPP i miejsca dostarczania energii rynku bilansującego MB umiejscowionego w sieci dystrybucyjnej. Umożliwia też uczestniczenie w rynku bilansującym uczestnikom rynku detalicznego URD. [9]

Jednostka Grafikowa JG

JG są wyznaczane dla Uczestników Rynku Bilansującego URB: JG danego URB jest podzbiorem miejsc dostarczania energii MB tego URB; każdy MB ze zbioru wszystkich MB dla danego URB musi należeć dokładnie do jednej JG.

Jednostki grafikowe JG są podmiotem planowania pracy i prowadzenia ruchu w KSE. Są też podmiotem rozliczeń na rynku bilansującym oraz wyznaczania danych handlowych i technicznych.

Jest zbiorem miejsc dostarczania energii rynku bilansującego MB, dla których są wyznaczane łącznie dane handlowe i dane techniczne. Dane handlowe to m.in. :
- planowane ilości dostaw energii elektrycznej (planowane pozycje kontraktowe),
- rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej (rzeczywiste pozycje kontraktowe),
- odchylenie pomiędzy planowanymi a rzeczywistymi ilościami dostaw energii elektrycznej,
- należności i zobowiązania wynikające z odchyleń. [9]



Rys. 3. Konfiguracja FDMB z uwzględnieniem obszarów RB. Opracowanie własne na podstawie [8,9]
Fig. 3. FDMB configuration taking into account the RB areas.Own study based on [8,9]

Dane techniczne:
- niezbędne w procesie planowania pracy jednostek wytwórczych w KSE,
- dane na potrzeby rynku usług systemowych.

Zasady wyznaczania JG opisane są w Wytycznych Dotyczących Bilansowania. JG wyznacza URB w uzgodnieniu z OSP dla MB w podstawowym obszarze rynku bilansującego lub z OSD dla MB sieci dystrybucyjnej lub poza podstawowym obszarem rynku bilansującego. Wszystkie powiązania JG z MB oraz MB z FPP zdefiniowane są w umowie przesyłania. JG może uczestniczyć w RB w sposób aktywny i pasywny.

Jednostki Grafikowe aktywne biorą udział w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi. Są zobowiązane do zgłaszania do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii USE, zgłaszania do OSP ofert bilansujących, uczestniczenia w bilansowaniu generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze rynku bilansującego, uczestniczenia w działaniach dostosowanych mających na celu uwzględnienie ograniczeń systemowych, uczestniczenia w optymalizacji rozkładu generacji w KSE zgodnie z Algorytmem Rozdziału Obciążeń w ramach tworzenia planów koordynacyjnych dobowych: PKD i BPKD, uczestniczenia w rozliczaniu rynku bilansującego w zakresie wykorzystania ofert bilansujących i odchyleń od planowanych ilości dostaw energii. Jednostkami Grafikowymi aktywnymi są: JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa}, JG_{Oa}, JG_{OSPa}.

Jednostki grafikowe pasywne nie uczestniczą w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi (nie uczestniczą w bilansowaniu zasobów KSE w obszarze rynku bilansującego). Są zobowiązane do zgłaszania do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii USE, zgłaszania do OSP ofert bilansujących, o ograniczonym zakresie przekazanych informacji, uczestniczenia w rozliczeniu rynku bilansującego w zakresie przekazywanych informacji, uczestniczenia w rozliczeniu rynku bilansującego w zakresie odchyleń od planowanych ilości dostaw energii. Jednostkami Grafikowymi pasywnymi są : JG_{Wp}, JG_{Wr}, JG_{Mr}, JG_{O}, JG_{WMO}, JG_{WMUr}, JG_{WMUmc}, JG_{OSPp}, JG_{GEpZ}, JG_{GEpS}, JG_{BI}, J_{GGZ}.[9]

W związku z powyższymi rozróżniamy typy:
- Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna JG_{WA}

Aktywnie uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE i zawiera:
- jedną Jednostkę wytwórczą centralnie dysponowaną JWCD cieplną, albo
- jedną nJWCD czyli Jednostkę wytwórcą nie będącą JWCD, o mocy osiągalnej brutto większej od 1 MW, albo
- wiele nJWCD o łącznej mocy osiągalnej brutto większej od 1MW.
- Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna JG_{Wp}

Nie uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE i zawiera:
- Jedną lub wiele nJWCD, lub
- Jeden lub wiele magazynów energii,
- Przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu niższym niż 110 kV.
- Jednostka Grafikowa Wytwórcza rozliczeniowa JG_{Wr}

Służy do rozliczenia Jednostek Grafikowych wytwórczych jednego URB_W
- Jednostka Grafikowa Magazynu aktywna JG_{Ma}

Aktywnie uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE i zawiera:
- Jedną jednostkę wytwórczą elektrowni szczytowo – pompowej JWCD, albo
- Jeden magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej 110 kV albo,
- Jedną lub wiele jednostek wytwórczych w elektrowni szczytowo – pompowej nJWCD o łącznej mocy osiągalnej brutto większej od 1MW, albo
- Jeden lub wiele magazynów energii o łącznej mocy osiągalnej brutto większej od 1 MW.
- Jednostka Grafikowa Magazynu rozliczeniowa JGMr

Służy do rozliczania Jednostek Grafikowych Magazynu składających się na jedną elektrownie szczytowo-pompową lub magazyn energii jednego URBW. Są rozliczane na RB łącznie dla całego magazynu. Dobrowolność lub obowiązek aktywnego uczestniczenia w rynku przez magazyny energii (poza ESP) zależy od miejsca przyłączenia ich do KSE.

Magazyny energii funkcjonują na RB z Znacznikami Aktywności; Dla ZAK=1 OSP dysponuje JG w ramach pełnej mocy dyspozycyjnej JG, w zakresie zmiany stanu (ładowanie, postój, generacja) oraz wielkości obciążenia (zmniejszenie/zwiększenie ładowania lub generacji); Dla ZAK = 2 OSP dysponuje JG w ramach zaoferowanej mocy dyspozycyjnej JG, w zakresie zmiany wielkości obciążenia (zmniejszenie/zwiększenie ładowania lub generacji).

Magazyny energii przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej 110 kV obligatoryjnie mają znacznik ZAK = 1, pozostałe magazyny mają wybór: ZAK = 1 lub ZAK = 2. Magazyny energii „głęboko" w sieci dystrybucyjnej mogą nie uczestniczyć w rynku bilansującym.
- Jednostka Grafikowa Farm Wiatrowych aktywna JG_{FWa}

Aktywnie uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE i zawiera:
- Jedną lub wiele przyłączonych do bszaru rynku bilansującego farm wiatrowych, albo

– Jedną lub wiele reprezentowanych w obszarze rynku bilansującego farm wiatrowych o łącznej mocy osiągalnej brutto większej od 1MW.
• Jednostka Grafikowa Fotowoltaiczna aktywna JG_{PVa}
Aktywnie uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE i zawiera:
– Jedno lub wiele przyłączonych do obszaru RB źródeł fotowoltaicznych, albo
– Jedno lub wiele reprezentowanych w obszarze rynku bilansującego źródeł fotowoltaicznych o łącznej mocy osiągalnej brutto większej od 1MW.

Farmy wiatrowe JG_{FWa} i źródła fotowoltaiczne JG_{PVa} posiadają znacznik ZAK = 2 to znaczy że OSP dysponuje JG w ramach zaoferowanej mocy dyspozycyjnej JG, w zakresie zmiany wielkości obciążenia (zmniejszenie generacji). Są rozliczane na RB indywidualnie, każda JG oddzielnie. Oferta Bilansująca dla JG_{FWa} i JG_{PVa} określa ofertowaną wielkość redukcji generacji w stosunku do estymowanej ilości dostaw energii elektrycznej (w stosunku do wielkości wutwarzania energii przez JG_{FWa}, JG_{PVa}, która miałaby miejsce, gdyby nie było polecenia redukcji generacji wydanego przez OSP).

Dobrowolność lub obowiązek aktywnego uczestniczenia w rynku przez farmy OZE zależy od miejsca przyłączenia ich do KSE.
• Jednostka Grafikowa Odbiorcza JGO
Nie uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE i zawiera:
– Urządzenia lub instalacje odbiorcy energii, lub
– Zbiór miejsc poprzez które jest realizowana dostawa energii dla URD, lub
– Źródła wiatrowe nie reprezentowane w JG_{FWa}
• Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna JG_{Oa}
Aktywnie uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE i zawiera:
– Jeden lub wiele przyłączonych do obszaru RB sterowanych odbiorów, albo
– Jeden lub wiele reprezentowanych w obszarze rynku bilansującego sterowanych odbiorów o łącznej mocy przyłączeniowej większej od 1 MW.
• Jednostki Grafikowe Wymiany Międzysystemowej JGWM

Umożliwiają URB wprowadzenie międzysystemowego obrotu energią, a OSP umożliwiają zarządzaniem połączeniami międzysystemowymi synchronicznymi. Wyróżniamy:
– JG_{WMO} Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Przesyłowego,
– JG_{WMUr} Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego dla pracy równoległej (synchronicznej),
– JGW_{WMUmc} Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego dla jednolitego łączenia rynków.
• Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego aktywna JG_{OSPa}
Aktywnie uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE i zawiera jedną JW_{CD}
• Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego pasywna JG_{OSPp}

Nie uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE i zawiera jedną lub wiele nJWCD. Podsiada jeden lub wiele sterowanych odbiorów.

Jednostki wytwórcze lub odbiory wchodzące w skład JG_{OSP} są w pełni dysponowane i bezpośrednio sterowane przez OSP.
• Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Sprzedaży JG_{GEpS}
Jednostka służąca tylko do sprzedaży energii elektrycznej.
• Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Zakupu JG_{GEpZ}
Jednostka służąca tylko do zakupu energii elektrycznej.
• Jednostka Grafikowa Bilansująca JG_{BI}

OSP i OSD nabywają przez JGBI energię na pokrycie strat w sieci oraz potrzeby własne w stacjach elektroenergetycznych. [9]

Jednostka Wytwórcza JW

Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci. W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą.
• Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane JWCD
Jednostki wytwórcze, którymi dysponuje centralnie OSP. Są to
– konwencjonalne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej z wyłączeniem jednostek wytwórczych, które ze względów technologicznych, decyzją OSP, zostały zaliczone do JWCK,
– konwencjonalne jednostki wytwórcze o mocach osiągalnych 100 MW lub wyższych, przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV, z wyłączeniem jednostek wytwórczych, które ze względów technologicznych, decyzją OSP, zostały zaliczone do JWCK,
– inne jednostki wytwórcze niż wymienione, przyłączone do koordynowanej sieci 110 kW na podstawie umów zawieranych z właściwym OSD i wytwórcą.
• Jednostki Wytwórcze Centralnie Koordynowane JWCK

Są to jednostki wytwórcze, których pracę koordynuje OSP, czyli jednostki wytwórcze, które nie są JWCD, są przyłączone do sieci przesyłowej lub do koordynowanej sieci 110 kV, o mocach osiągalnych równych lub większych od 50 MW. [9]

Obiekty Rynku Detalicznego [9]

Fizyczny punkt pomiarowy FPP

Tak samo jak to zostało opisane na RB: reprezentuje pomiar przepływającej energii elektrycznej. Jest to miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej, definiowany w umowie przesyłania.[9]

Miejsce Dostarczania energii rynku detalicznego MDD

Jest określany przez OSD umowny punkt w sieci dystrybucyjnej i poza obszarem rynku bilansującego. W którym następuje przekazanie energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą energii lub pomiotem odpowiedzialnym za bilansowanie, a uczestnikiem rynku detalicznego. MDD dzielą się na: fizyczne grafikowe miejsce dostarczania energii rynku detalicznego $_{F}$MDD i fizyczne profilowe miejsce dostarczania energii rynku detalicznego $_{P}$MDD. [9]

Fizyczne grafikowe miejsce dostarczania energii elektrycznej rynku detalicznego $_{F}$MDD

Jest to 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. [9]

Fizyczne profilowe miejsce dostarczania energii elektrycznej rynku detalicznego $_{P}$MDD

Jest to punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczanej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

$_{F}$MDD jest odpowiednikiem w sieci dystrybucyjnej FMB w sieci przesyłowej i w obszarze RB. $_{P}$MDD umożliwia uczestniczenie w rynku energii użytkownikom systemu elektroenergetycznego, którzy nie są wyposażeni w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe z rejestracją godzinową. Okresowe dane pomiarowe pozyskane z $_{P}$MDD są przeliczane na dane godzinowe przy użyciu standardowych profili zużycia energii. [9]

Punkty poboru energii PPE

Punkt w sieci dystrybucyjnej, w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub

godzinowych) lub są wyznaczane na potrzeby rozliczeń. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy energii. [9]

Procesy planowania

Planowanie koordynacyjne KSE zapewnia: prawidłowe i bezpieczne funkcjonowanie KSE w warunkach zdecentralizowanego rynku energii, wymianę informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii i OS (OSP i OSD), koordynację na wspólnej osi czasowej danych technicznych i handlowych uczestników rynku energii, podejmowanie decyzji biznesowych uczestników rynku na podstawie danych o sytuacji w KSE.

Celem planowania koordynacyjnego jest koordynacja terminów dostępności poszczególnych elementów sieci, jednostek wytwórczych i elementów sieci dystrybucyjnej w sposób umożliwiający pokrywanie zapotrzebowania mocy i energii elektrycznej w warunkach bezpiecznej i efektywnej pracy KSE. Celem jest tez zapewnienie fizycznej realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej przyjętych do realizacji przez OSP.

Planowanie koordynacyjne umożliwia ciągłą aktualizację, zgodnie z ustalonymi procedurami, danych technicznych i handlowych zmiennych w czasie co w konsekwencji pozwala na tworzenie oficjalnych danych podlegających publikacji. Na podstawie danych z planów uczestnik rynku podejmuje decyzję co do zawieranych transakcji handlowych, a operatorzy systemów sterują bezpieczeństwem pracy KSE. [9]

Plan Koordynacyjny Dobowy PKD

PKD jest tworzony na podstawie danych pozyskanych dla Rynku Bilansującego Dnia Następnego RBN i jest przygotowywany jeden raz na dobę n, w godzinach 9:00–17:00 doby n-1, z okresem dyskretyzacji danych dla poszczególnych godziny doby n. Optymalizacja planu jest dokonywana przez Algorytm Rozdziału Obciążeń ARO, na podstawie wyników działania ARO w PKD są dostępne dane określające plan pracy Jednostek Grafikowych aktywnych na każdą godzinę doby handlowej, w zakresie generacji dla JG_{Wa}, JG_{FWa} i JG_{PVa}, a dla JG_{Ma} w zakresie generacji oraz ładowania (odbioru energii). PKD zapewnia zbilansowanie dobowej prognozy zapotrzebowania i generacji i uwzględnia występujące w KSE ograniczenia systemowe, w związku z tym zapewnia wymagane rezerwy.

Plan koordynacyjny dobowy PKD jest udostępniany jednorazowo w dobie n-1do godziny 17:00 „dla wszystkich", na stronie internetowej OSP. Dla Operatorów Rynku dane są zagregowane, poprzez system WIRE, dla poszczególnych JG_{Wa}, JG_{FWa}, JG_{PVa} i JG_{Ma}. [9]

Bieżący plan koordynacyjny dobowy BPKD

BPKD jest tworzony dla potrzeb prowadzenia ruchu w KSE, a okres dyskretyzacji danych BPKD jest 15 minutowy dla poszczególnych godziny doby n. Wersja podstawowa BPKD0 jest przygotowywana jednorazowo, po sporządzeniu PKD na dobę n, po godzinie 17:00 doby n-1. Podczas tworzenia BPKD0 następuje podział danych godzinowych z PKD na dane 15 minutowe w BPKD0. Kolejne wersje BPKD są tworzone w dobie n-1 i n – jeżeli zarejestrowano zmiany w KSE mające wpływ na zaplanowane wielkości w aktualnej wersji BPKD.

Plan pracy Jednostek Grafikowych aktywnych jest wyznaczany w postaci Bieżących Punktów Pracy BPP dla tych jednostek jako wielkości średnie dla poszczególnych okresów 15 minutowych. Przy wyznaczaniu BPP wykorzystywane są listy rankingowe uruchamiania i odstawiania oraz dociążania i odciążania JG_{Wa} z ZAK = 1, przygotowane przez ARO. [9]

Algorytm Rozdziału Obciążeń ARO

ARO zapewnia optymalny:

- dobór do ruchu Jednostek Grafikowych aktywnych JG_{Wa}, JG_{FWa}, JG_{PVa} i JG_{Ma}.
- rozdział obciążeń Jednostek Grafikowych aktywnych w zakresie wytwarzania i dobór wielkości ładowania (odbioru energii) przez JG_{Ma}.

Dba o równoprawność uczestników rynku i zgłoszonych do fizycznej realizacji Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej USE.

Funkcją celu optymalizacji ARO jest minimalizacja kosztów wytwarzania energii elektrycznej w KSE określanych na podstawie: Ofert Bilansujących zgłoszonych przez URB, i kosztów odstawiania i uruchamiania jednostek wytwórczych JW (jednostkowych kosztów uruchamiania JW, cen rozliczeniowych za wymuszone dostawy/odbiór energii).

ARO tworzy listy rankingowe uruchamiania i odstawiania oraz dociążania i odciążania JGWa z ZAK = 1. Optymalizuje pracę KSE przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych elektrownianych, sieciowych i na wielość operacyjnej rezerwy mocy.[9]

Rozliczenia na Rynku Bilansującym

Ceny na RB i zasady ich wyznaczania

Segment techniczny rynku energii ma mnogą ilość różnego rodzaju cen. Można wyróżnić następujące grupy:

Uniwersalne dla całego rynku bilansującego

CRO_h – cena rozliczeniowa odchylenia godzinowego, która jest równa najwyższej cenie za wytwarzanie energii elektrycznej (CO) lub cenie za redukcję (CR) w planie BPKD swobodnie zbilansowanym (BPKD/BO). [9]

$$CRO_h = max\,(CO_{jhk}, CR_{jhk}) \tag{1}$$

Cena CRO_h jest wyznaczana dla teoretycznego stanu systemu, dla którego:

- sporządzono bieżący plan koordynacyjny dobowy bez uwzględniania ograniczeń systemowych (BPKD/BO) ale na danych dostępnych dla BPKD/OS;
- wytwarzanie energii w jednostkach grafikowych bilansowano z zapotrzebowaniem na energię w obszarze rynku bilansującego (ZRB) pozyskanych z systemów pomiarowych;
- zostały wykorzystane dostępne pasma ofertowe i redukcyjne zgłoszone przez jednostki grafikowe bilansujące zapotrzebowanie na energię w KSE (JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa}, JG_{OSPa}, JG_{Oa});
- wykorzystano pasma ofertowe i redukcyjne zgodnie ze wzrostem ich wartości.

CRO_{Sh} – cena rozliczeniowe sprzedaży energii z rynku bilansującego; CRO_{Zh} – cena rozliczeniowa zakupu energii na rynek bilansujący

$$CRO_{Sh} = CRO_h + \Delta B \tag{2}$$
$$CRO_{Zh} = CRO_h - \Delta B \tag{3}$$
$$CRO_{Sh} \geq CRO_h \geq CRO_{Zh} \tag{4}$$

ΔB – składnik bilansujący, który obecnie wynosi zero $\Delta B = 0$, w związku z tym aktualna relacja między cenami wygląda następująco:

$$CRO_{Sh} = CRO_h = CRO_{Zh} \tag{5}$$

Wartość ΔB jest wyznaczana na podstawie różnicy pomiędzy średnią ceną energii elektrycznej na rynku energii elektrycznej, z wyłączeniem centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, średnią ceną rozliczeniową odchylenia (CRO).

ΔB, przyjmuje wartości:

$\Delta B > 0$ jeżeli dla zapewnienia warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej lub bezpieczeństwa pracy KSE jest wymagane tworzenie zachęt ekonomicznych, dla podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej, do bilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu w ramach umów sprzedaży energii elektrycznej zawieranych przez te podmioty,

$\Delta B = 0$ jeżeli nie występuje potrzeba tworzenia zachęt ekonomicznych, opisanych powyżej.[9]

Ceny rozliczeniowe dla poszczególnych typów URB

CRA_h – cena rozliczeniowa energii awarii. Jest to cena wykorzystywana przy rozliczaniu JG_{Wr} w przypadku gdy JG_{Wa} należąca do JGWr ulega awarii i na jej miejsce może być uruchomiona inna JG_{Wa} należąca do tej $JG_{Wr.}$

CRE – cena rozliczeniowa energii ograniczeń elektrownianych. Jest to cena wykorzystywana przy rozliczaniu JG_{Wr} w przypadku gdy uaktywniły się ograniczenia elektrowniane, które wymuszają określoną generacje JG_{Wa} należących do $JG_{Wr.}$ [9]

Ceny rozliczeniowe dla Jednostek Grafikowych aktywnych

CRK – cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej. Jest to cena wyznaczana dla pasm z ofert bilansujących i ofert redukcyjnych jednostek bilansujących zapotrzebowanie na energię czyli JG_{Wa} (ZAK=1 i ZAK=2), JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa}, JG_{OSPa}, JG_{Oa} które zostały wykorzystane w bieżącym planie koordynacyjnym dobowym z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS).

Dla każdego wykorzystanego pasma jest wyznaczana jedna cena CRK.

CRK_{jhk}

- j – indeks JG
- h – indeks godziny doby handlowej
- k – indeks numeru pasma w ofercie bilansującej lub redukcyjnej

CRK pokazują po jakiej cenie jednostki grafikowe bilansują zapotrzebowanie na energię :

- JG_{Ma}, JG_{OSPa}, JG_{Wa} – sprzedają lub kupują energię;
- JG_{FWa}, JG_{PVa}, – redukują generację;
- JG_{Oa} – redukują pobór energii.

CWO – cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej;

CWD – cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej;

Ceny CWD i CWO są wyznaczane na potrzeby wyznaczenia CRK dla JGWa, JGFWa,JGPVa w przypadku wykorzystania pasm tych JG do usuwania ograniczeń systemowych.[9]

Ceny za wytwarzanie i redukcję energii elektrycznej na podstawie cen ofertowych

CO – ceny za wytwarzanie energii elektrycznej. Jest wyznaczana dla JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FWa}, JG_{PVa}, JG_{OSPa}, dla poszczególnych pasm zdolności wytwórczych zgłoszonych w Ofercie Bilansującej przez te jednostki;

CR – cena za redukcję energii elektrycznej. Jest wyznaczana dla JG_{Oa} dla poszczególnych pasm mocy redukcyjnych zgłoszonych w Ofercie Bilansującej przez te jednostki.

Z cen CO i CR jest tworzony stos od ceny najmniejszej do ceny największej dla każdej godziny doby n. Jeżeli ceny CO i CR nie tworzą ciągu ściśle monotonicznego to są różnicowane wartościami 10^{-6} grosza/MWh.[9]

Ceny rozliczeniowe informacyjne:

Są wyznaczane w Bieżącym Palnie Koordynacyjnym Dobowym swobodnie zbilansowanym (BPKD/BO).

CRO+ – dla zapotrzebowania w KSE większego o 5%;

CRO – – dla zapotrzebowania KSE mniejszego o 5 %.

Rynkowa cena energii elektrycznej:

RCE – Rynkowa cena energii elektrycznej, wyznaczana na podstawie obrotów na giełdzie energii. Jest to cena zewnętrzna w stosunku do rynku bilansującego.

$$RCE = \frac{\sum_{s \in S} CG_S \cdot EG_S}{\sum_{s \in S} EG_S} \quad (6)$$

CG_S – Cena energii elektrycznej określona w systemie kursu jednolitego na sesji s rynku Dnia Następnego [zł/MWh];

EG_S – Ilość energii elektrycznej stanowiąca wolumen obrotu na sesji s rynku Dnia Następnego z określaniem ceny energii w systemie kursu jednolitego [MWh];

S – Zbiór sesji rynku Dnia Następnego z określaniem ceny energii w systemie kursu jednolitego prowadzonych przez URBGE.

Ogólne zasady rozliczeń

Podmiotem rozliczeń jest Uczestnik Rynku Bilansującego URB. Stronami rozliczeń są URB i Operator systemu przesyłowego a przedmiotem rozliczeń jest energia bilansująca (z uwzględnieniem podziału na składniki). Obiektami rozliczeń są Jednostki Grafikowe. Obsługą administracyjną rozliczeń zajmują się Operatorzy rynku (OHT, OH, OP) i Operatorzy Systemu Przesyłowego OSP.

Rozliczenia są realizowane na podstawie elementarnych wielkości rozliczeniowych wyznaczanych dla pojedynczych godzin składających się na okres fakturowania. Dostawa oraz odbiór energii bilansującej są rozliczane oddzielnie.

Okresem fakturowania jest dekada, fakturowana jest cała energia dostarczona na rynek bilansujący i odebrana z rynku bilansującego za całą dekadę bez rozbijania na poszczególne godziny, a terminem płatności jest 25. dzień po zakończeniu dekady.

Koszty energii bilansującej (KB) ponoszą uczestnicy rynku bilansującego. Koszty (usuwania) ograniczeń systemowych (KO) ponosi w całości operator systemu przesyłowego i pokrywa je z opłat przesyłowych. OSP zachowuje neutralność finansową w ramach rozliczeń energii bilansującej. [9]

Przebieg rozliczeń RB

Rozliczenia na rynku bilansującym są prowadzone w trzech cyklach rozliczeniowych:

cykl dobowy (rozliczenia godzinowe, rozliczenia wynikowe godzinowe, rozliczenia dobowe), cykl dekadowy i cykl dekadowy korygujący.

Cykl dobowy – rozliczenia godzinowe:

Prowadzone dla każdej godziny h doby handlowej n, dla każdej JG,na podstawie danych wejściowych wyznaczane są:

- składniki energii bilansującej (ΔEDZ, ΔESR, ΔEZS),
- energia wytwarzana ze względu na ograniczenia elektrowniane (ΔEOE),
- energia awarii (ΔEA),
- ceny rozliczeniowe (CRO, CROS, CROZ, CRA, CRE, CRK),
- należności za energię bilansującą (NDZ, NSR, NZS),

Wyznaczane są wynikowe dane godzinowe:

- energia bilansująca (EB),
- należność za energię bilansującą (NB).

Cykl dobowy – rozliczenia dobowe:

Na podstawie godzinowych wielkości rozliczeniowych (EB i NB) dla poszczególnych JG są wyznaczane:

- energia bilansująca dostarczona (EBD) lub odebrana (EBO) z rynku bilansującego w dobie n,
- należności za dostawę (NBD) lub odbiór (NBO) energii bilansującej w dobie n,

Wielkości EBD, EBO, NBD i NBO wyznaczane są przez OSP:

- w dobie n+1, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń,
- w dobie n+4, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń dekadowych.

W dobach n-1, n i n+1następuje gromadzenie danych wejściowych do rozliczeń. W dobie n+1 OSP wyznacza rozliczenia dobowe jako

niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności danych wejściowych i rozliczeń. W dobie n+4 OSP wyznacza dobowe rozliczenia jako zatwierdzone stanowiące podstawę do rozliczeń dekadowych.

Rozliczenia dekadowe:

Na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych (EBD, EBO, NBD i NBO) dla poszczególnych JG są wyznaczane:

- energia bilansująca dostarczona (EBDD) lub odebrana (EBOD) z rynku bilansującego w danej dekadzie,
- należności za dostawę (NBDD) lub odbiór (NBOD) energii bilansującej w danej dekadzie,

Wielkości rozliczeniowe dekadowe (EBDD, EBOD, NBDD, NBOD) są podstawą do wystawienia faktur za dostawę oraz za odbiór energii na rynku bilansującym.

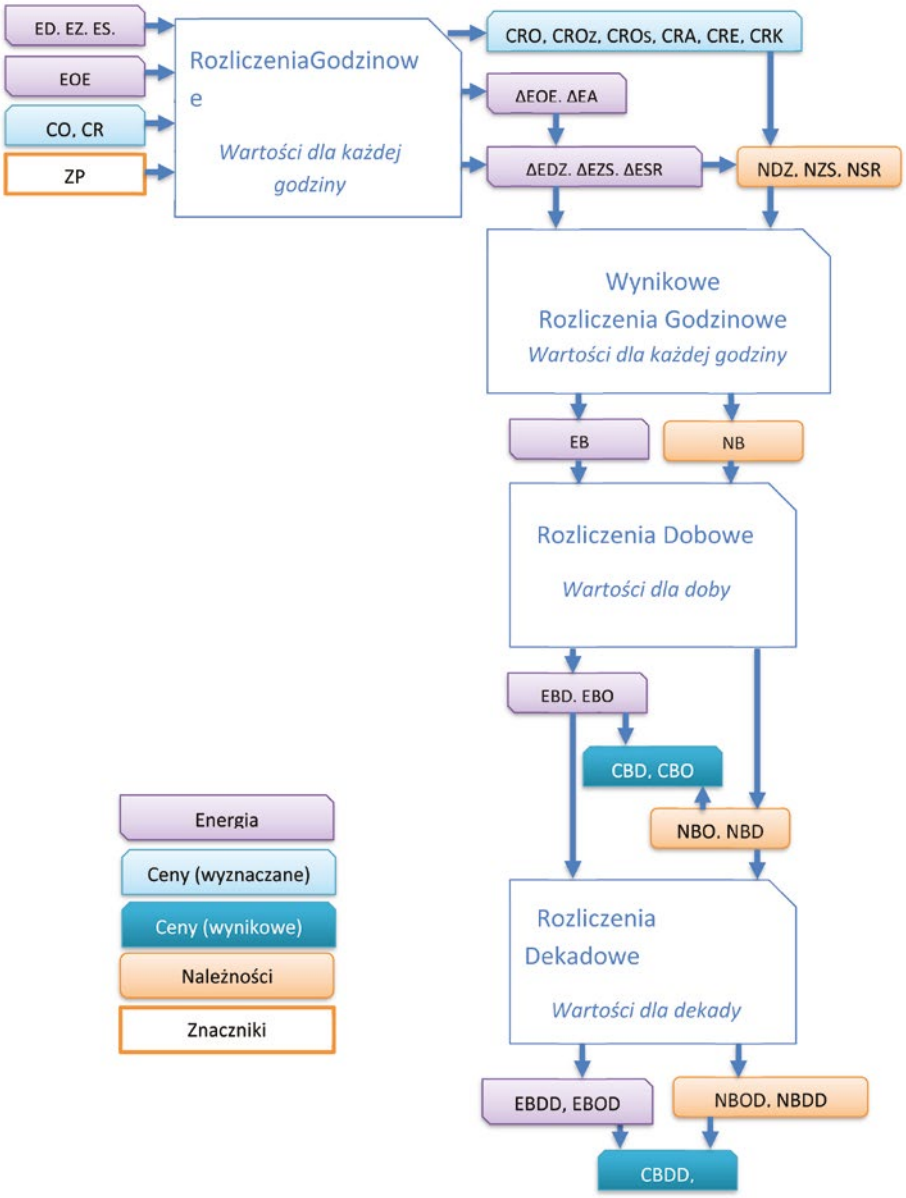
Dziesiątego dnia po zakończeniu dekady d OSP udostępnia raport handlowy (RH) dla dekady d. Do piętnastego dnia po zakończeniu dekady d OSP i URB fakturują rozliczenia dla dekady d, na podstawie raportu handlowego (RH). Dwudziestego piątego dnia po zakończeniu dekady d jest ostateczny termin płatności należności za dekadę d. Przebieg rozliczeń zobrazowany jest na rysunku 4.[9]

Podsumowanie

Rynek bilansujący [2] jest tzw. rynkiem technicznym, czyli nie jest miejscem handlu energią. Jak zostanie to powyżej wyjaśnione, jego istnienie jest niezbędne dla funkcjonowania rynku energii, a udział w nim podmiotów kupujących energię jest obowiązkowy. Z uwagi na fakt, że rynek bilansujący nie jest miejscem handlu energią, każdy jego uczestnik traktowany jest nie jako klient, ale odbiorca energii. W niniejszym artykule wykazano:

- Istnienie rynku bilansującego jest niezbędne dla funkcjonowania rynku energii,
- Obowiązkowy udział w rynku bilansującym gwarantuje klientowi końcowemu ciągłość dostaw energii w przypadku zakupu energii w ilości mniejszej od faktycznie pobranej,
- Na rynku bilansującym klienci kupują i odsprzedają energię będącą różnicą pomiędzy energią wcześniej kupioną, a faktycznie pobraną,
- Praktyczny udział w rynku bilansującym dotyczy jedynie klientów nie będących gospodarstwami domowymi, kupujących energię na rynku konkurencyjnym.

.



Rys. 4. Przebieg rozliczeń na rynku bilansującym (opracowanie własne na bazie[8,9])

Fig. 4. The course of settlements on the balancing market

LITERATURA

[1] Climate change, impacts and vulnerability in Europe 2016. https://www.eea.europa.eu/publications/climate-change-impacts-and-vulnerability-2016

[2] Cire: Rynek Energii https://rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/artykuly/bez-kategorii/37681-rynek-bilansujacy

[3] Filipowicz O., 2018, Digitalizacja, decentralizacja, dekarbonizacja - oto przyszłość polskiej energetyki, Nowy Przemysł, Styczeń 2018.

[4] Marzecki J., 2017, Elektroenergetyczne sieci terenowe. Wybrane zagadnienia, Politechnika Warszawska.

[5] Mokrzycki E., 2003, Idea generacji rozproszonej. Nowe spojrzenie na środowisko, Nafta & Gaz Biznes, Październik 2003.

[6] Norwisz J., Musielak T., Boryczko B., 2006, Odnawialne źródła energii - polskie definicje i standardy, Rynek Energii – nr 1/2006.

[7] O energetyce przyjaznej środowisku prawie wszystko. https://www.cire.pl/pliki/tematyczne/6/Leksykon_INE_DLA%20DZIENNIKARZY.pdf

[8] Rakowski J., Szkolenie: Rynek Bilansujący, Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii, Luty 2021.

[9] Warunki dotyczące Bilansowania. Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania zatwierdzone decyzją Prezesa URE o znaku DRR. WRE.744.35.2019.PSt z dnia 5 marca 2020 r. Tekst jednolity uwzględniający zmiany wprowadzone: Zmianami nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 20 listopada 2020 r. zatwierdzonymi decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.22.2020.ŁW z dnia1 grudnia 2020 r.

[10] Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE. https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok

[11] Zuba M., 2021, Zasady funkcjonowania elektrowni słonecznych na Rynku Bilansującym, praca dyplomowa, PUZ im. I. Mościckiego w Ciechanowie.