

OCENA JAKOŚCI BILANSOWANIA HANDLOWEGO KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO W OKRESIE OD 14.06 – 31.12.2024 R.



Podsumowanie zarządcze

- Bilansowanie krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) to proces zapewniający utrzymanie równowagi między zapotrzebowaniem na energię elektryczną a jej produkcją. Jest on administrowany przez operatora systemu przesyłowego (OSP) przy wsparciu mechanizmów rynkowych w ramach aktywności uczestników rynku. Na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej to właśnie mechanizmy rynkowe i działania użytkowników systemu odgrywają kluczową rolę w bilansowaniu systemu, m.in. poprzez stymulowanie do nieustannego dostosowywania pozycji kontraktowej uczestników rynku do swoich potrzeb energetycznych.
- Czynnikiem kształtującym zachowania uczestników rynku są ceny energii na rynku hurtowym. Dotyczy to także ich zdolności do dostosowania profilu poboru lub produkcji w reakcji na zmiany cen. Skuteczność bodźców cenowych do zmiany zachowań zależy od ich siły, czyli od wysokości ceny, po której energia jest rozliczana, a także od ryzyka ekspozycji na te ceny. Na rynku energii elektrycznej istotnym bodźcem kształtującym zachowania uczestników są więc zasady rynku bilansującego, w ramach którego rozlicza się nieplanowe niezbilansowanie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (POB), czyli różnicę między pozycją bilansową danego POB (wynikającą z zawartych kontraktów) a faktycznie odebraną lub dostarczoną przez niego do systemu energią.
- Reforma rynku bilansującego z dnia 14 czerwca 2024 r. znacząco poprawiła jakość wyceny energii bilansującej i energii niezbilansowania, co przełożyło się na lepsze sygnały cenowe na rynku hurtowym energii elektrycznej. Obecnie ceny na hurtowym rynku spot znacznie lepiej odzwierciedlają sytuację bilansową KSE. Jednocześnie jakość bilansowania poboru i wytwarzania realizowana przez uczestników rynku pozostaje nadal niezadowolająca.
- Krajowy system elektroenergetyczny regularnie boryka się z problemem niedokontraktowania (niewystarczająca ilość energii zakontraktowanej w stosunku do zapotrzebowania odbiorców) w okresach szczytu porannego (godziny 6-9) oraz wieczornego (godziny 17-21), a także z przekontraktowaniem (zbyt duża ilość energii zakontraktowanej w stosunku do zapotrzebowania) w czasie szczytowej produkcji energii z paneli fotowoltaicznych (godziny 10-16).
- Niezbilansowanie KSE osiąga okresowo bardzo wysokie wartości. Jedynie w połowie okresów rozliczeniowych niezbilansowanie mieściło się w granicach od -500 MW do 500 MW, które można uzasadnić krótkoterminową niepewnością prognozowania generacji i zapotrzebowania. Jednak w niemal co piątym okresie rozliczeniowym niezbilansowanie po stronie POB przekraczało 1000 MW, a w 3,3% przypadków przekraczało 2000 MW, co można uznać za sytuację zagrażającą stabilności i bezpieczeństwu pracy KSE. Tak wysoki i systematyczny poziom niezbilansowania jest dla OSP nieakceptowalny.
- Zanotowane poziomy niezbilansowania KSE wskazują na systemowe zjawisko, które nie może być tłumaczone jedynie trudnościami w prognozowaniu. Przeprowadzona analiza wskazuje, że rynek bilansujący jest systematycznie wykorzystywany przez uczestników rynku do wprowadzania do systemu nieplanowych nadwyżek energii w okresach szczytu generacji PV, oraz pobierania z systemu nieplanowej energii podczas wieczornego szczytu zapotrzebowania.
- Nieplanowe wprowadzanie energii w okresach szczytu słonecznego oraz jej odbiór w szczycie do sieci wynika także częściowo z niezbilansowania JWCD, które nie wykonują w pełni programów pracy albo ulegają awariom, co pogłębia niezbilansowanie systemu. Zjawiska te mogą wynikać z obserwowanych bardzo trudnych do realizacji reżimów pracy bloków oraz ich pogarszającego się stanu technicznego.

- Analizy przedstawione w niniejszym raporcie wskazują, że uczestnicy rynku powinni znacznie lepiej planować swoje potrzeby energetyczne oraz unikać nieplanowego wprowadzania energii do systemu lub jej nieplanowego zużycia. Dotyczy to zarówno uczestników rynku posiadających duże jednostki wytwórcze (JWCD) będące uczestnikami rynku bilansującego, jak i wszystkich pozostałych uczestników rynku, w tym posiadających OZE i inne jednostki wytwórcze niedysponowane centralnie. Ma to szczególne znaczenie w systemie elektroenergetycznym o wysokiej penetracji OZE. Obecne zachęty do bilansowania są niewystarczające, aby zmotywować uczestników rynku do odpowiedzialnego planowania swoich potrzeb energetycznych.
- Z uwagi na obserwowany poziom niezbilansowania, konieczne jest dalsze wzmocnienie bodźców do poprawnego bilansowania. Podstawowym narzędziem do tego są zachęty finansowe, tworzone przez ceny rozliczeniowe energii niezbilansowania. Powinny się one kształtować w taki sposób, aby nieplanowe wprowadzanie energii do systemu lub nieplanowy pobór energii były jak najmniej atrakcyjne dla uczestników rynku. Dodatkowo ta nieatrakcyjność powinna wzrastać wraz ze zwiększającym się poziomem niezbilansowania KSE. Tak skonstruowane sygnały cenowe będą motywowały uczestników rynku do unikania nieplanowego dostarczania lub odbioru energii, co zminimalizuje wolumen niezbilansowania KSE i poprawi stabilność planowania pracy systemu elektroenergetycznego.
- OSP analizuje różne możliwe podejścia do zmiany zasad kształtowania cen energii niezbilansowania (CEN) w celu zwiększenia zachęt do zbilansowania dla uczestników rynku. Pierwszym z rozważanych wariantów są zasady stosowane przez belgijskiego operatora systemu przesyłowego Elia, które zakładają wprowadzenie dodatkowego komponentu Alpha do ceny energii niezbilansowania. Komponent ten zmieniałby się w zależności od głębokości (wolumenu) niezbilansowania. Podstawową zasadą tego mechanizmu jest to, aby przy wysokim poziomie niezbilansowania systemu komponent Alpha osiągał wysokie wartości, motywując uczestników rynku do minimalizacji odchyleń od swoich pozycji kontraktowych. Współczynnik Alpha jest dodatnim lub ujemnym modyfikatorem ceny CEN, a jego wartość jest wyznaczana na podstawie poziomu niezbilansowania systemu w każdym okresie rozliczeniowym.
- Drugie z analizowanych podejść polega na uwzględnieniu w zasadach wyznaczania ceny CEN dodatkowego komponentu, odzwierciedlającego koszty mocy bilansujących oraz ewentualnie koszty dodatkowych środków, które OSP wykorzystał do zbilansowania systemu (komponent DK). Wartość komponentu DK zależy od głębokości (wolumenu) niezbilansowania oraz od wartości rynkowej mocy bilansujących. W szczególnych przypadkach, przy ograniczonej dostępności mocy regulacyjnych w KSE, wartość komponentu DK może również zależeć od zastosowanych środków zaradczych. Podstawową zasadą tego mechanizmu jest, aby komponent DK osiągał wysokie wartości w okresach, w których dostęp do zasobów regulacyjnych KSE potrzebnych do zbilansowania systemu jest ograniczony lub kosztowny. Dzięki temu, w krytycznych momentach, komponent DK znacząco wzmocni sygnał CEN, ograniczając ryzyko wystąpienia niezbilansowań zagrażających bezpieczeństwu pracy KSE.
- OSP zamierza do końca pierwszej połowy 2025 r. przedstawić propozycję zmiany Warunków Dotyczących Bilansowania Prezesowi URE do akceptacji, po odbyciu stosownych konsultacji społecznych w przedmiotowej sprawie.

Cel dokumentu

14 czerwca 2024 roku zostały wdrożone nowe zasady funkcjonowania rynku bilansującego, których celem jest poprawa stabilności i efektywności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W niniejszym raporcie przedstawiono podsumowanie wpływu wprowadzonych zmian na jakość bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w pierwszym półroczu ich funkcjonowania, wskazując zarówno skutki pozytywne, jak i obszary wymagające dalszej poprawy.

Celem raportu jest szczegółowa analiza jakości bilansowania KSE w okresie od 14 czerwca do 31 grudnia 2024 roku. Dokument identyfikuje kluczowe wyzwania związane z zapewnieniem równowagi między popytem a podażą na energię elektryczną, ocenia skuteczność istniejących mechanizmów rynkowych oraz przedstawia działania mające na celu poprawę stabilności pracy KSE.

Bilansowanie krajowego systemu elektroenergetycznego

Bilansowanie KSE jest kluczowym procesem umożliwiającym utrzymanie równowagi pomiędzy zapotrzebowaniem na energię elektryczną, a jej produkcją. Proces ten jest administrowany przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) przy wsparciu mechanizmów rynkowych, w ramach aktywności uczestników rynku. To uczestnicy rynku powinni dbać i zapewniać zbilansowanie swoich portfeli zakupowo-sprzedazowych, zawierając transakcje, m.in. na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego, a następnie adekwatnie do tych transakcji planować produkcję swoich jednostek wytwórczych, dostosowując ją do potrzeb odbiorców. Na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej, to właśnie mechanizmy rynkowe, czyli dokonywany przez uczestników rynku zakup i sprzedaż energii elektrycznej przed jej dostawą (rynki giełdowe – terminowe i spot, kontrakty OTC / PPA), powinny doprowadzić do uzyskania pozycji handlowej odpowiadającej ich potrzebom energetycznym lub możliwościom wytwórczym.

Szczególną rolę w tym zakresie odgrywają zorganizowane rynki spot, gdyż:

- mają wysoką rozdzielczość czasową (godzinową, a nawet 15-minutową) i pozwalają na zawarcie transakcji o dowolnym profilu,
- handel odbywa się z małym wyprzedzeniem czasowym w stosunku do dostawy (nawet do godziny przed dostawą), co umożliwia wykorzystanie szczegółowych prognoz w zakresie zapotrzebowania na energię oraz sytuacji rynkowej,
- aktywny udział w rynku mogą brać uczestnicy niezależnie od ich wielkości oraz rodzaju (np. odbiorcy / wytwórcy), jak również uczestnicy zagraniczni poprzez handel międzynarodowy.

W sytuacji, kiedy działania uczestników rynku w horyzoncie do zamknięcia rynku dnia bieżącego nie zapewnią zbilansowania systemu lub po zamknięciu rynku wystąpią czynniki wpływające na wielkość produkcji lub zużycia, do działania przystępuje OSP. Zapewnia on równowagę między produkcją i poborem energii elektrycznej z pomocą

mechanizmów rynku bilansującego. OSP rozlicza także między sobą podmioty, które produkowały lub pobierały za dużo bądź za mało energii elektrycznej w stosunku do swoich zobowiązań handlowych.

Cena energii elektrycznej zmienia się w czasie i osiąga różną wartość w zależności od relacji między jej podażą a zapotrzebowaniem odbiorców, czyli zależnie od sytuacji bilansowej. Ta z kolei zmienia się w zależności od zmienności zapotrzebowania (do niedawna był to najważniejszy czynnik cenotwórczy) oraz zmienności podaży generacji (obecnie jest to coraz ważniejszy czynnik, nierzadko ważniejszy od wielkości samego zapotrzebowania odbiorców).

Ceny energii na rynku hurtowym są kluczowym czynnikiem zdolnym kształtować zachowania uczestników rynku. Możliwość wykorzystania cenowej elastyczności popytu na energię elektryczną zależy jednak od sygnału cenowego. Potencjał elastyczności z kolei zależy od innych dostępnych dla odbiorcy energii elektrycznej rozwiązań (np. skorzystanie z innego nośnika energii lub ograniczenie/rezygnacja z poboru energii) oraz ich konsekwencji kosztowych. Ponadto elastyczność cenowa odbiorców, czyli zdolność do zmiany profilu zapotrzebowania w reakcji na ceny, jest różna w zależności od typu odbiorcy.

Skuteczność bodźca cenowego jako stymulanta do zmiany zachowania zależy od jego siły, czyli od wysokości ceny, po której energia jest rozliczana, oraz ryzyka ekspozycji na nią. Na rynku energii elektrycznej kluczowym czynnikiem wpływającym na zachowania uczestników rynku są zasady rynku bilansującego, na którym rozliczane jest niezbilansowanie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (POB), tj. różnica pomiędzy pozycją bilansową danego POB (wynikającą z zawartych kontraktów), a faktycznie odebraną lub dostarczoną przez niego do systemu energią. Co do zasady powinny więc to być jedynie skutki błędów prognoz generacji bądź zapotrzebowania na energię elektryczną podmiotów, lub też skutki ubytków lub awarii (w tym dotyczących JWCD). Poprawnie funkcjonujący rynek bilansujący motywuje podmioty do

skrupulatnego planowania pracy zasobów i dokonywania odpowiednich zakupów przed dostawą energii, aby nierównowaga między podażą a popytem, którą musi zarządzać w czasie rzeczywistym operator systemu przesyłowego, była jak najmniejsza. Dzięki temu system pracuje bezpiecznie, przewidywalnie i stabilnie. Jeśli zachęty do bilansowania zawarte w mechanizmach rynku bilansującego są niewystarczające, to uczestnicy mają motywację do wyboru rynku bilansującego jako miejsca sprzedaży lub zakupu dla części ich produkcji lub zapotrzebowania. Skutkuje to wysokim niezbilansowaniem zaspokajanych w ramach rynku bilansującego (RB). W warunkach ograniczonej podaży usług bilansujących na RB jest to sytuacja niepożądana, ponieważ odbywa się kosztem bezpieczeństwa pracy systemu oraz skutkuje ponoszeniem dodatkowych kosztów przez OSP, przenoszonych następnie na odbiorców końcowych jako jeden ze składników taryf sieciowych. Co więcej, coraz częściej pojawiają się sytuacje wyczerpywania przez OSP dostępnych środków do bilansowania systemu. Prowadzi to do zaburzenia salda handlowo-technicznego kraju i odchyłki częstotliwości od wielkości znamionowej, negatywnie wpływając na stabilność pracy całego europejskiego systemu elektroenergetycznego.

Od skuteczności rynku bilansującego w motywowaniu uczestników rynku do dobrego planowania poboru oraz generacji zależy wielkość wymaganej interwencji ze strony OSP celem osiągnięcia wymaganej dla bezpiecznej pracy systemu równowagi pomiędzy generacją i poborem. Zapotrzebowanie na energię bilansującą aktywowaną przez OSP zależy od skali oczekiwanego niezbilansowania KSE (wynikiem jest aktywacja przez OSP energii bilansującej korzystając z wszystkich dostępnych ofert już podczas planowania dobowego lub planowania dnia bieżącego) lub bieżącego niezbilansowania KSE (wynikiem jest aktywacja przez OSP energii z mocy bilansujących FRR, czyli energii aktywowanej poprzez regulator centralny mocy i częstotliwości korzystając z mocy bilansujących aFRR lub polecenia aktywacji mocy bilansujących mFRR). Jeśli niezbilansowanie systemu jest bardzo wysokie, rośnie ryzyko utraty przez OSP zdolności do zbilansowania systemu. Konieczność sięgania po pozarynkowe,

interwencyjne środki dla zbilansowania KSE w postaci wymiany międzyoperatorskiej czy nierynkowej redukcji OZE jest potwierdzeniem, że możliwość utraty przez OSP zdolności do zbilansowania KSE nie jest wyłącznie hipotetyczna.

W Polsce zasobami dostępnymi na rynku bilansującym dla OSP są przede wszystkim jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (tzw. JWCD), czyli duże elektrownie systemowe, takie jak np. Bełchatów, Jaworzno, Opole czy Kozienice. Jednostki JWCD mają w Polsce prawny obowiązek być dostawcą usług bilansujących, czyli zaoferować OSP energię bilansującą w odniesieniu do całości swoich mocy dyspozycyjnych. W ofertach wskazują, po jakiej cenie są skłonni zwiększyć lub zmniejszyć poziom generowanej energii elektrycznej w danej jednostce wytwórczej w stosunku do swojego programu pracy oraz przekazują informacje o parametrach technicznych tych jednostek. JWCD stanowią kluczowy zasób regulacyjny w krajowym systemie elektroenergetycznym, umożliwiającą dostosowywanie bilansu mocy w czasie rzeczywistym do potrzeb odbiorców. W sytuacji gdy pozostała część wytwórców i odbiorców nie planuje skrupulatnie swojej pracy, OSP jest zmuszony do bardzo intensywnego korzystania z JWCD do bilansowania systemu. Prowadzi to do wyczerpania możliwości regulacji bilansu przez OSP, zakłócając pracę krajowego oraz europejskiego systemu elektroenergetycznego, a także niekorzystnie odbija się na sprawności technicznej bloków.

Udział JWCD w bilansie mocy KSE systematycznie spada – obecnie wynosi niewiele ponad 40% całości mocy wytwórczych w kraju. Segment generacji nJWCD, czyli niedysponowanej centralnie, urosł w ostatnich latach bardzo dynamicznie. Praca nJWCD zależy od decyzji podejmowanych przez ich właścicieli, w tym reakcji na sygnały cenowe. Jakość tych sygnałów, w tym sygnałów na rynkach spot oraz rynku bilansującym, mają fundamentalne znaczenie dla bezpieczeństwa pracy KSE. Jest tak zwłaszcza w systemie elektroenergetycznym, w którym większość zasobów przyłączonych do sieci stanowią rozproszone źródła energii, których koordynacja możliwa jest wyłącznie poprzez bodźce cenowe.

Reforma rynku bilansującego wdrożona w dniu 14 czerwca 2024 r.

14 czerwca 2024 r. weszły w życie nowe Warunki Dotyczące Bilansowania (WDB), zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) decyzjami z dnia 27 września 2023 roku oraz z dnia 26 stycznia 2024 roku. Najważniejsze zmiany dotyczą zasad funkcjonowania rynku bilansującego oraz wyceny energii niezbilansowania, uruchomienia procesu pozyskiwania mocy bilansujących w trybie konkurencyjnym oraz wprowadzenia obowiązku zgłaszania programów pracy m.in. przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane. Reforma rynku bilansującego wprowadziła także nową strukturę podmiotowo-obiektową, w tym podział na podmioty odpowiedzialne za bilansowanie (POB – uczestnik rynku energii elektrycznej, który odpowiada

za bilansowanie zasobów użytkownika systemu poprzez utworzoną jednostkę bilansową – JB) oraz dostawców usług bilansujących (DUB – podmiot oferujący OSP zdolność do zwiększenia lub zmniejszenia poziomu wprowadzanej lub odbieranej z systemu energii elektrycznej, działający poprzez jednostki grafikowe – JG).

Najważniejsze zmiany wprowadzone od 14 czerwca 2024 r. to:

- Skrócenie okresu rozliczania niezbilansowania (ORN) do 15 minut. ORN to podstawowa jednostka czasu, dla której dokonuje się rozliczeń energii elektrycznej na rynku bilansującym.

Cena energii bilansującej, po której rozliczani są dostawcy energii bilansującej (CEB), oraz cena energii niezbilansowania, po której rozliczana jest energia pobierana lub dostarczana na rynek bilansujący w sposób nieplanowy (CEN), jest ustalana odrębnie dla każdego okresu 15-minutowego. Oznacza to, że w każdej dobie wyznaczonych jest 96 takich cen. Różnice między prognozowanym a rzeczywistym zużyciem czy produkcją energii danego POB rozliczane są w okresach 15-minutowych. Skrócenie ORN z godziny do 15 minut pozwala na precyzyjniejsze monitorowanie sytuacji bilansowej oraz skuteczniejsze zarządzanie równowagą między popytą i popytem w systemie elektroenergetycznym poprzez generowanie sygnałów cenowych odpowiednich do bieżącej sytuacji bilansowej.

■ Uruchomienie rynku mocy bilansujących, na którym OSP w sposób rynkowy, tzn. na zasadach konkurencyjnych, pozyskuje moce bilansujące umożliwiające zarządzanie sytuacją bilansową KSE. Pozyskiwane typy rezerw mocy to:

- rezerwa utrzymania częstotliwości (FCR),
- rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR),
- rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (mFRR),

• rezerwa zastępcza (RR).

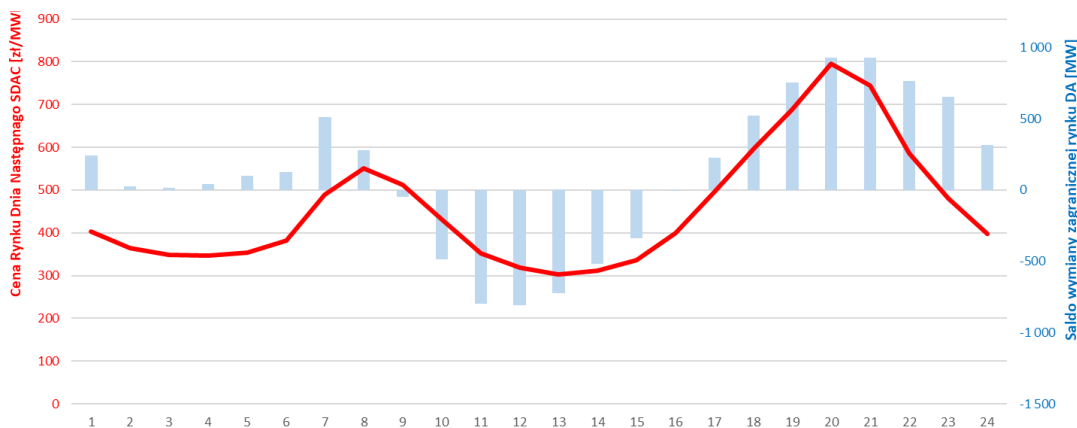
Moce bilansujące pozyskiwane są osobno dla kierunku zwiększania wprowadzanej mocy do systemu oraz jej zmniejszania. Dostawcami mocy bilansujących dla OSP mogą być jednostki wytwórcze, magazyny energii oraz odbiorcy. Pozyskiwanie mocy bilansujących dla doby D odbywa się w procesie podstawowym o godz. 8:30 w dniu D-1 oraz w procesie uzupełniającym od godzin popołudniowych w dniu D-1 aż do czasu realizacji dostaw w dniu D. Pozyskane przez OSP moce bilansujące są aktywowane w zależności od potrzeb systemu, co pozwala na dynamiczną reakcję na zmieniające się warunki w systemie. Moce bilansujące są pozyskiwane w trybie aukcyjnym, a ich wycena odbywa się na zasadzie mechanizmu cen krańcowych (marginal pricing), czyli według jednolitej ceny rozliczeniowej dla danego okresu 15-minutowego.

■ Zmiana wyceny energii niezbilansowania (CEN). Istotną zmianą w stosunku do poprzednio obowiązujących zasad jest reguła, że uczestnicy rynku, którzy nie bilansują swoich portfeli zakupowo-sprzedażowych, a tym samym nieplanowo wprowadzają do systemu energię elektryczną lub ją nieplanowo pobierają, są rozliczani po cenach, które są co do zasady nie lepsze niż ceny rynku dnia następnego SDAC (zazwyczaj się mniej korzystne).

Ocena jakości bilansowania w okresie 14 czerwca – 31 grudnia 2024 r.

Rynek bilansujący po wdrożeniu reformy z dnia 14 czerwca istotnie poprawił jakość wyceny energii niezbilansowania, a tym samym sygnały cenowe na rynku hurtowym energii elektrycznej. Obecnie cena na hurtowym rynku spot znacznie lepiej niż przed 14 czerwca odzwierciedla sytuację bilansową KSE. W szczególności pozwala to na skuteczniejsze wsparcie bilansu KSE przez wymianę transgraniczną. Poniższy rysunek pokazuje przebieg średniego

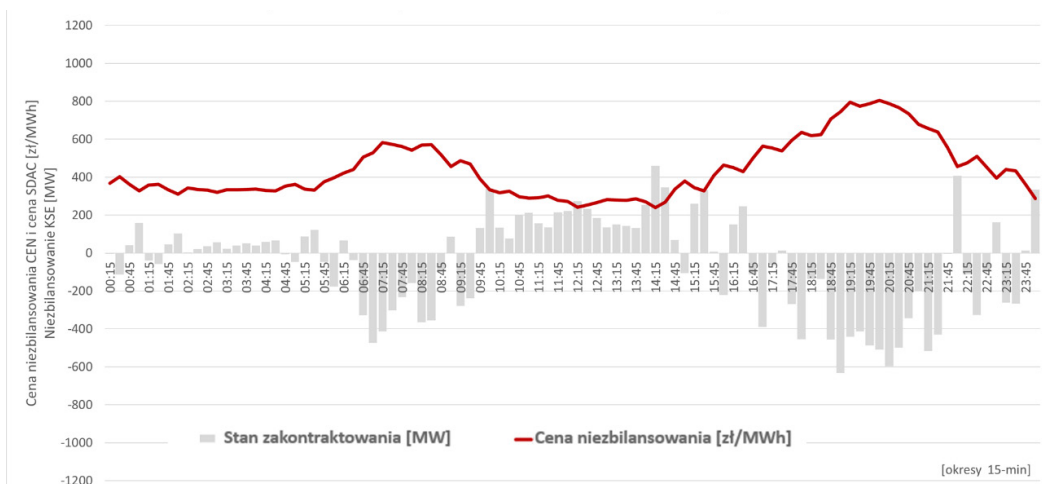
profilu cenowego energii na rynku dnia następnego (SDAC) oraz salda wymiany handlowej KSE (import/eksport). Cena rynku dnia następnego zmienia się od średnio 300 zł/MWh w godzinach południowych do ok. 800 zł/MWh szczyt wieczornym. Saldo wymiany handlowej także zmienia się odpowiednio do tych cen, przechodząc od średnio ok. 500-800 MW eksportu w okresach niskich cen do ok. 1000 MW importu w godzinach najwyższych cen.



Rys. 1. Średni profil dobowy ceny SDAC [EUR/MWh] oraz salda transgranicznej wymiany handlowej [MW] w okresie od 14 czerwca do 31 grudnia 2024 r.

O ile jakość wyceny energii elektrycznej po reformie rynku bilansującego jest zgodna z oczekiwaniami, o tyle jakość bilansowania poboru i wytwarzania realizowana przez uczestników rynku jest wciąż niezadowalająca. Rysunek poniżej pokazuje średni profil dobowy niezbilansowania KSE (MW) oraz ceny energii niezbilansowania CEN (zł/MWh) w okresie od 14 czerwca do 31 grudnia 2024 r. Na szczególną uwagę zasługuje wielkość niezbilansowania KSE, z którym OSP musi sobie radzić na RB. Widoczne jest

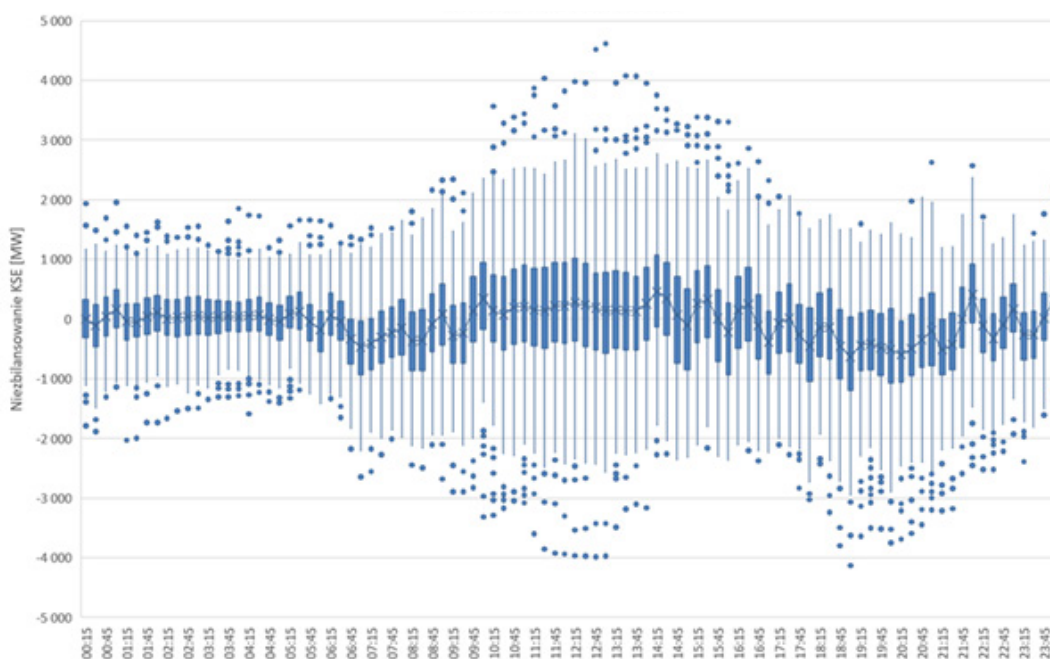
regularnie występujące niedokontraktowanie (za mało energii zakupionej w stosunku do zapotrzebowania odbiorców i/lub zbyt mała generacja w stosunku do sprzedanej energii) w okresie szczytu rannego w godz. 6-9 oraz szczytu wieczornego w godz. 17-21, oraz regularne przekontraktowanie (za dużo energii zakupionej w stosunku do zapotrzebowania odbiorców i/lub zbyt duża generacja w stosunku do sprzedanej energii) w okresie szczytu generacji PV w godz. 10-16.



Rys. 2. Średni profil dobowy niezbilansowania KSE (Stan Zakontraktowania wyrażony w MW) oraz ceny energii niezbilansowania CEN [zł/MWh] w okresie od 14 czerwca do 31 grudnia 2024 r.

Jakość bilansowania realizowanego przez POB wygląda znacznie gorzej jeśli rozpatrywać nie tylko średnie wynikowe wielkości niezbilansowania KSE, ale także częstość występowania sytuacji bardzo wysokiego przekontraktowania lub niedokontraktowania. Informacja taka została pokazana na kolejnym rysunku w formie wykresu pudełkowego, pozwalającego na wizualizację wielu cech statystycznych danej populacji na jednym rysunku. Oś pozioma wykresu pudełkowego przedstawia kolejne kwadranse doby, a oś pionowa pokazuje wielkość niezbilansowania KSE

wyrażoną w megawatach. Każdy słupek, tj. wypełnione na niebiesko pudełko z pionowymi liniami od góry i od dołu (tzw. „wąsami”), ilustruje rozkład wartości niezbilansowania w danym kwadransie (ORN). Wypełnione prostokąty przedstawiają środkową połowę obserwacji - nie zawierają one więc ani skrajnych 25% najwyższych obserwacji, ani skrajnych 25% najniższych obserwacji. Długość pionowych linii („wąsów”) jest miarą rozproszenia danych, czyli zmienności obserwacji. Z kolei kropki widoczne pod oraz nad wykresem przedstawiają skrajne obserwacje niezbilansowania KSE (tzw. outlier'y).



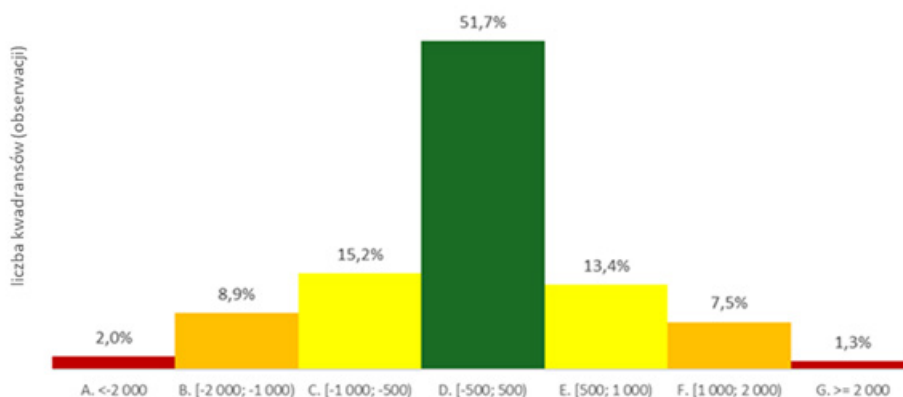
Rys. 3. Średni profil dobowy niezbilansowania KSE (Stan Zakontraktowania wyrażony w MW) w okresie od 14 czerwca do 31 grudnia 2024 r. przedstawiony w postaci wykresu pudełkowego. Wielkości ujemne reprezentują niedokontraktowanie (niedobór), wielkości dodatnie przekontraktowanie (nadmiar).

Najważniejsze obserwacje i wnioski z powyższej analizy przedstawiają się następująco:

- Zmienność niezbilansowania KSE w ciągu doby jest bardzo wysoka. Zakres obserwowanych wartości waha się od ok. - 4000 MW do + 4000 MW, co wskazuje na bardzo słabą jakość bilansowania po stronie uczestników rynku.
- Największe dodatnie niezbilansowanie przypada w godzinach okołopołudniowych (mniej więcej w godz. 10–16), czyli w okresie najwyższej generacji PV. Średnio w tym przedziale KSE ma tendencję do nadprodukcji względem zakontraktowanej wielkości albo do mniejszego poboru niż wynikająca z zawartych umów sprzedaży energii.
- Okresy ujemnego niezbilansowania pojawiają się głównie we wczesnych godzinach porannych (około 6–9) oraz popołudniowo-wieczornych (16–20). Wartość górnego kwartyla w tych okresach jest zbliżona do zera, a nawet ujemna, co wskazuje na to, że w ok. 75% przypadków system jest „niedoszacowany”, czyli faktyczne zapotrzebowanie przewyższa zakontraktowaną dostawę lub jednostki wytwórcze nie są w stanie dostarczyć sprzedanej przez nie energii.

Pokazane powyżej poziomy niezbilansowania można także pokazać w postaci histogramu. Poniższy rysunek przedstawia klasyfikację obserwowanych przypadków niezbilansowania KSE w podziale przedziały: od -500 do 500 MW, od -1000 do 1000 MW, od -2 000 do 2 000 MW oraz wynoszący ponad 2 000 MW w kierunku niedokontraktowania lub przekontraktowania. Niewłaściwą jakość zbilansowania systemu po stronie POB ilustruje fakt, że tylko w połowie ORN

niezbilansowanie systemu mieściło się w granicach od -500 MW do 500 MW, czyli wielkość którą można uzasadnić krótkoterminową niepewnością związaną z prognozowaniem generacji i zapotrzebowania. Jednak w niemal co piątym ORN, niezbilansowanie przekraczało 1 000 MW. W 3,3% ORN niezbilansowanie po stronie POB przekraczało 2000 MW, co należy zakwalifikować jako sytuację zagrażającą stabilności i bezpieczeństwu pracy KSE.



Rys. 4. Histogram niezbilansowania KSE [MW] w okresie od 14 czerwca do 31 grudnia 2024 r.

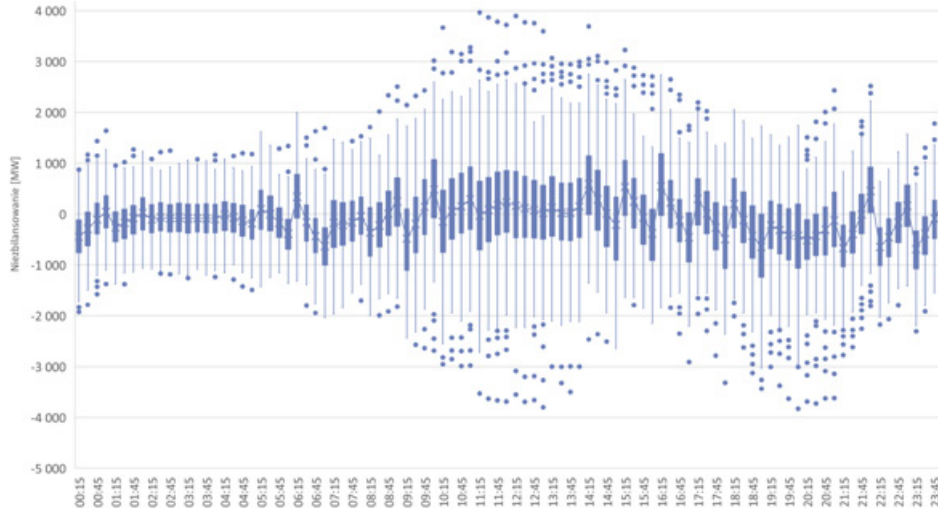
Sumarycznie stan zakontraktowania (SK) krajowego systemu elektroenergetycznego za okres od 14 czerwca do 31 grudnia 2024 r. wyniósł 1,39 TWh w kierunku nadmiaru generacji (średnio ok. 289,3 MW w okresach kiedy system był przekontraktowany) oraz ok. -1,65 TWh w kierunku niedoboru (średnio ok. 341,7 MW w godzinach kiedy system był

niedokontraktowany). Obserwowana skala i systematyczność niezbilansowania jest tak istotna, że trudno tu mówić o obiektywnych trudnościach z bilansowaniem, zwłaszcza jeśli uwzględnimy fakt, że uczestnicy rynku mogą korygować swoją pozycję bilansową w ramach handlu na rynku dnia bieżącego nawet do godziny przed okresem dostaw.

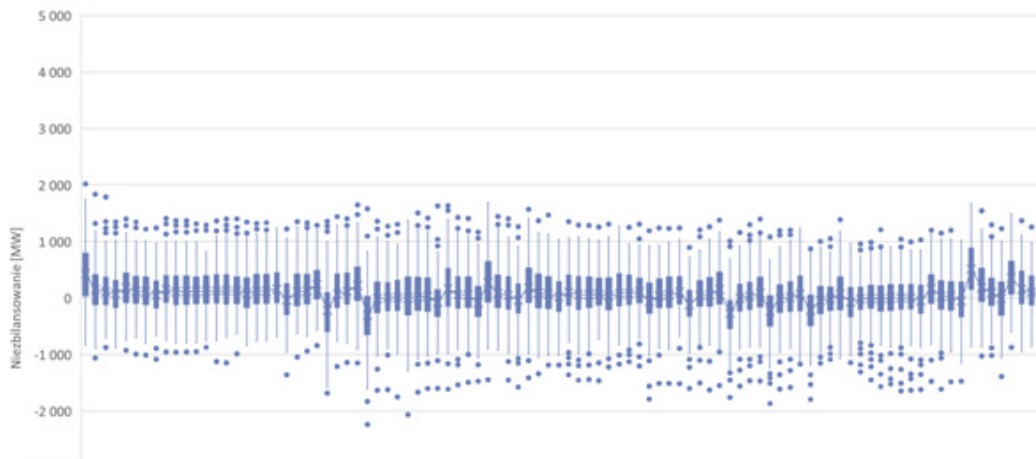
Niebilansowanie dla wybranych typów POB

Szukając przyczyn niskiego poziomu jakości bilansowania po stronie POB, wykonano analizę niebilansowania dla poszczególnych POB. Rysunki 5. i 6. przedstawiają średni dobowy profil niebilansowania (stan zakontraktowania wyrażony w MW) dla różnych typów POB, tzn. dla tych bilansujących handlowo

zasoby wchodzące w skład jednostek grafikowych JG – w praktyce są to głównie JWCD – oraz POB niebilansujących JG – w praktyce są to podmioty (np. spółki obrotu) posiadające w swoim portfelu OZE i inne nJWCD, oraz odbiorców.



Rys. 5. Średni dobowy profil niebilansowania dla POB niebilansujących handlowo zasobów wchodzących w skład JG (stan zakontraktowania w MW) w okresie od 14 czerwca do 31 grudnia 2024 r. przedstawiony w postaci wykresu pudełkowego. Wielkości ujemne reprezentują niedokontraktowanie (niedobór), wielkości dodatnie przekontraktowanie (nadmiar). Wykres odzwierciedla poziom niebilansowania POB który wystąpiłby przy braku interwencji OSP (nierynkowej redukcji OZE)



Rys. 6. Średni profil dobowy niebilansowania dla POB bilansujących handlowo zasoby wchodzące w skład JG (stan zakontraktowania w MW) w okresie od 14 czerwca do 31 grudnia 2024 r. przedstawiony w postaci wykresu pudełkowego. Wielkości ujemne reprezentują niedokontraktowanie (niedobór), wielkości dodatnie przekontraktowanie (nadmiar).

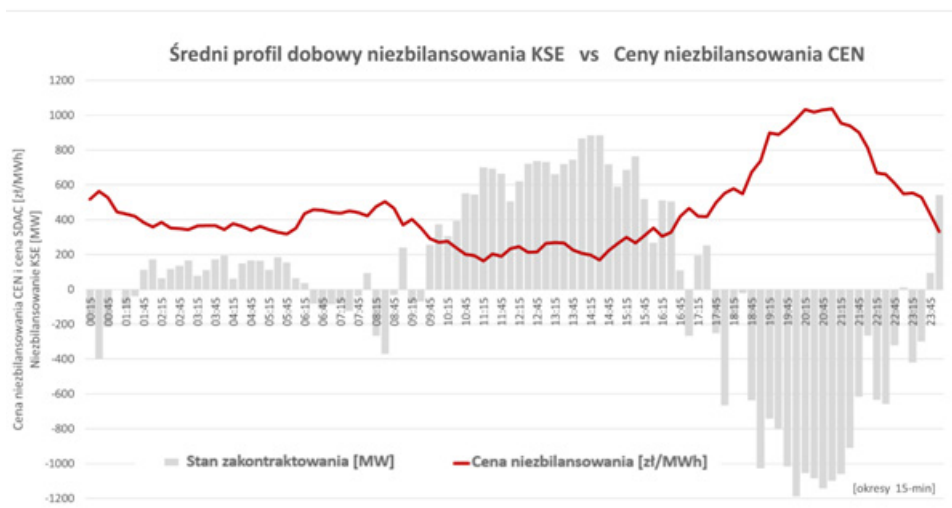
Przedstawione wykresy pokazują średni dobowy profil niezbilansowania, a więc ilustrują stałe trendy w zakresie jakości bilansowania przez uczestników rynku. Widać jednak istotne różnice w jakości bilansowania przez POB bilansujących JG (w praktyce: JWCD) oraz pozostałych POB. W przypadku tych ostatnich, borykają się one ze znacznie większymi wyzwaniami w zakresie bilansowania, ponieważ w ich portfelach znajdują się m.in. jednostki niedysponowane centralnie, w tym OZE. Obserwujemy więc przede wszystkim niezbilansowanie, które wynika z przyczyn systematycznych, np. wysokiej generacji fotowoltaicznej towarzyszy zazwyczaj przekontraktowanie, a szczytom porannym i wieczornym niedokontraktowanie. To w szczególności te podmioty muszą poprawić jakość bilansowania.

W przypadku POB posiadających jednostki grafikowe, tzn. tych które są aktywne na rynku bilansującym oferując usługi bilansujące, niezbilansowanie jest

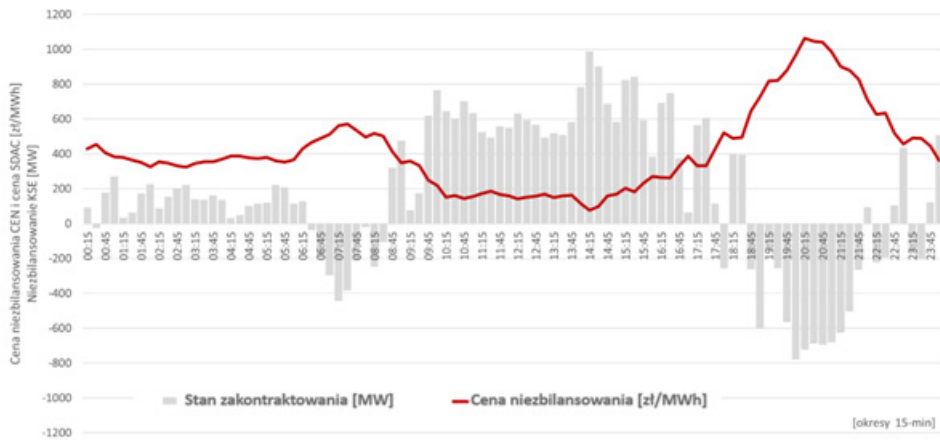
znacznie niższe. Jednak i dla tych podmiotów realizacja programów pracy JWCD w warunkach dużej zmienności warunków pracy KSE może być wyzwaniem. W okresach szczytu porannego oraz popołudniowego jednostki wytwórcze bardzo dynamicznie zwiększają swoją generację, zarówno w wyniku pozycji zajętej na rynkach wcześniejszych jak i poleceń OSP. Z kolei w szczycie generacji fotowoltaicznej zmniejszają poziom produkowanej energii schodząc często w okolice minimów technicznych poszczególnych bloków energetycznych, jak również minimów technicznych elektrowni. W niektórych dniach wymagany nabór mocy pomiędzy szczytem generacji fotowoltaicznej i szczytem wieczornym zapotrzebowania przekracza 10 tys. MW, wymagając uruchomienia nawet kilkunastu jednostek wytwórczych. Ewentualne niedotrzymania programów pracy przez te jednostki, wynikające z opisanych powyżej bardzo trudnych reżimów pracy lub wręcz awarii, również skutkują niezbilansowaniem.

Niezbilansowanie w poszczególnych miesiącach

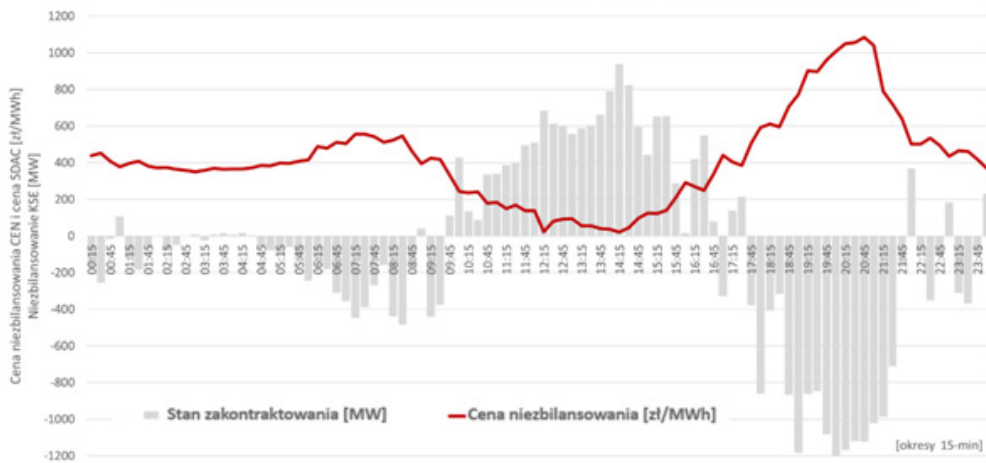
Jakość bilansowania zmieniała się także na przestrzeni poszczególnych miesięcy. Poniżej zestawienie pokazujące średni profil dobowy niezbilansowania KSE [MW] oraz ceny energii niezbilansowania CEN [zł/MWh] od czerwca do grudnia 2024 r.



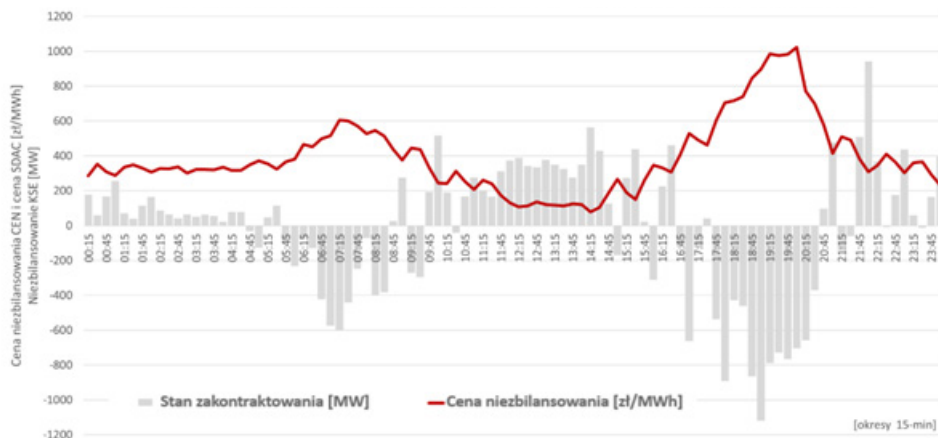
Rys. 7. Średni profil dobowy niezbilansowania KSE (Stan Zakontraktowania wyrażony w MW) oraz ceny energii niezbilansowania CEN [zł/MWh] w czerwcu 2024 r.



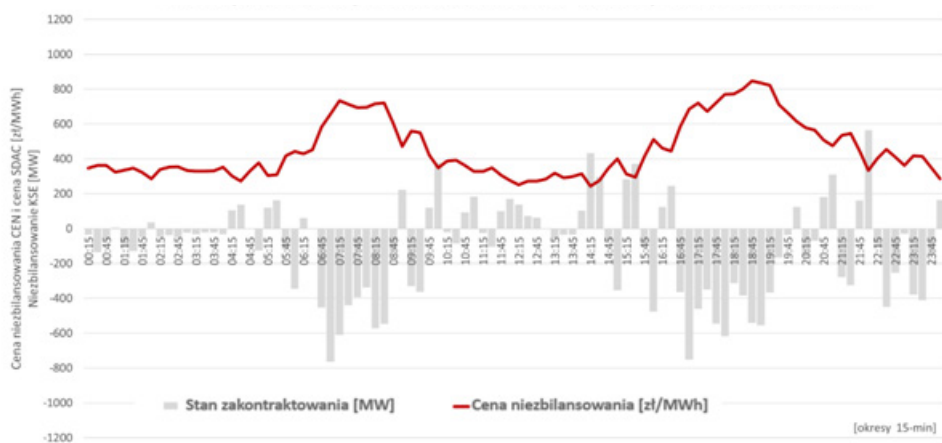
Rys. 8. Średni profil dobowy niezbilansowania KSE (Stan Zakontraktowania wyrażony w MW) oraz ceny energii niezbilansowania CEN [zł/MWh] w lipcu 2024 r.



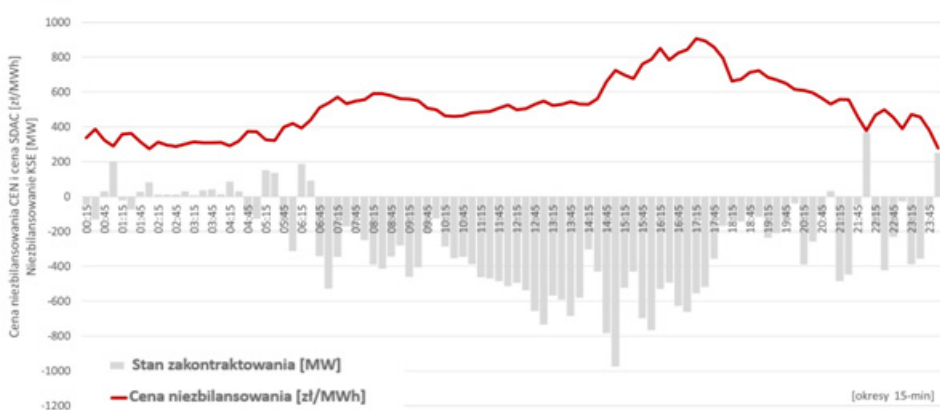
Rys. 9. Średni profil dobowy niezbilansowania KSE (Stan Zakontraktowania wyrażony w MW) oraz ceny energii niezbilansowania CEN [zł/MWh] w sierpniu 2024 r.



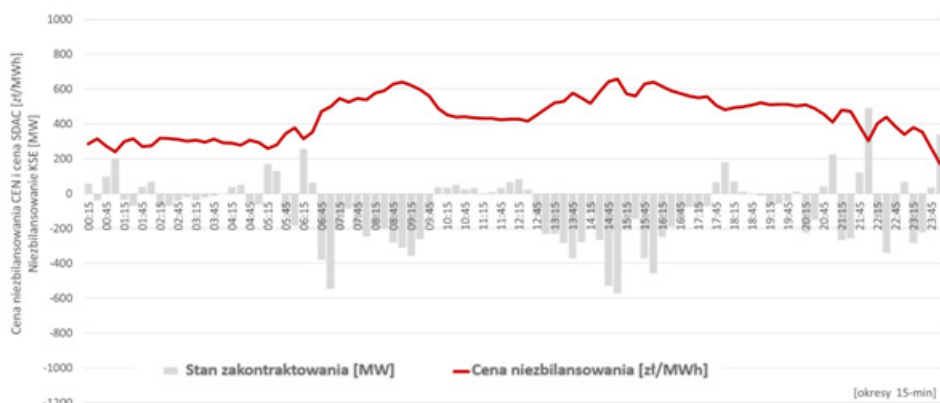
Rys. 10. Średni profil dobowy niezbilansowania KSE (Stan Zakontraktowania wyrażony w MW) oraz ceny energii niezbilansowania CEN [zł/MWh] we wrześniu 2024 r.



Rys. 11. Średni profil dobowy niezbilansowania KSE (Stan Zakontraktowania wyrażony w MW) oraz ceny energii niezbilansowania CEN [zł/MWh] w październiku 2024 r.



Rys. 12. Średni profil dobowy niezbilansowania KSE (Stan Zakontraktowania wyrażony w MW) oraz ceny energii niezbilansowania CEN [zł/MWh] w listopadzie 2024 r.



Rys. 13. Średni profil dobowy niezbilansowania KSE (Stan Zakontraktowania wyrażony w MW) oraz ceny energii niezbilansowania CEN [zł/MWh] w grudniu 2024 r.

Najważniejsze obserwacje i wnioski z powyższej analizy przedstawiają się następująco:

- W okresie letnim, tj. czerwiec – sierpień, jakość zbilansowania systemu była najniższa. W każdym z tych miesięcy średnie przekontraktowanie systemu w szczycie generacji fotowoltaicznej osiągało wartości 600 – 1000 MW. Rozpatrując indywidualnie poszczególne doby można zauważyć okresy, w których przekontraktowanie przekraczało 3000 – 4000 MW, czyli znacznie więcej niż zakontraktowane przez OSP moce bilansujące. Co więcej, kilka godzin później, tj. w szczycie wieczornym zapotrzebowania sytuacja bilansowa zmieniała się w kierunku niedokontraktowania, tj. zaplanowana przez uczestników rynku generacja była niższa niż zapotrzebowanie odbiorców. Średnie niedokontraktowanie systemu osiągało w czerwcu i sierpniu ok. 1000 – 1200 MW. Innym okresem niedokontraktowania był szczyt poranny.
- Wrzesień również cechował się bardzo niską jakością zbilansowania systemu i trendy opisane powyżej były utrzymane. Ich skala była jednak nieco mniejsza, z zastrzeżeniem pogorszenia jakości zbilansowania systemu w szczycie porannym.
- W październiku jakość zbilansowania systemu w szczycie generacji fotowoltaicznej poprawiła się, przy czym może to być skorelowane z dużo niższą produktywnością tych źródeł w okresie jesiennym. Nadal jednak występowało silne niedokontraktowanie w szczycie porannym i wieczornym.
- Listopad odznaczał się wysokim, stałym niedokontraktowaniem w trakcie dnia w szczycie generacji fotowoltaicznej, czyli zupełnie inaczej niż w okresie letnim. Tak duże i systemowe niedokontraktowanie nie ma uzasadnienia w warunkach pracy KSE. Ponadto, analizując poszczególne doby w listopadzie można zauważyć, że bardzo często niedokontraktowanie systemu w tym okresie było bardzo wysokie i utrzymujące się nawet przez kilkanaście kolejnych godzin. Sytuacja ta powtarzała się niemal w każdym dniu miesiąca.
- W grudniu zaobserwowano dwa okresy powtarzającego się niedokontraktowania systemu: poranny oraz popołudniowy. Wartość niezbilansowania była jednak niższa niż w poprzednich miesiącach.

Na bazie powyższych obserwacji należy stwierdzić, że zachęty do bilansowania były niewystarczające aby zmotywować uczestników rynku do poprawnego planowania swoich potrzeb energetycznych. W rezultacie, rynek bilansujący jest systematycznie wykorzystywany przez uczestników rynku do wprowadzania do systemu w sposób nieplanowy nadwyżek energii w okresach szczytu generacji PV, oraz pobierania z systemu w sposób nieplanowy energii elektrycznej podczas wieczornego szczytu zapotrzebowania. Nie powinno się jednak mówić tu o typowej „sprzedaży” lub „kupnie” energii nieplanowo wprowadzanej lub pobieranej z systemu, ponieważ rynek bilansujący nie powinien być traktowany przez uczestników rynku jako kolejny rynek energii elektrycznej. Celem i przyczyną istnienia tego rynku jest zniwelowanie nieplanowych odchyłeń między generacją i zapotrzebowaniem w skali całego KSE przy jednoczesnym utrzymaniu bezpieczeństwa pracy sieci. OSP realizuje ten cel aktywując energię bilansującą w zależności od potrzeb systemu. Brak jest zatem miejsca na typową działalność handlową uczestników rynku.

Niezbilansowanie POB może być również częściowo powodowane przez niedostateczną płynność produktów 15-minutowych na rynku. Podstawowym produktem energetycznym w obrocie giełdowym są obecnie produkty godzinowe, podczas gdy niezbilansowanie POB jest analizowane i rozliczane w okresach 15-minutowych. Wprawdzie krajowy rynek dnia bieżącego funkcjonuje w rozdzielczości 15-minutowej już od czerwca 2024 r., jego płynność pozostawia obecnie wiele do życzenia. W marcu 2025 r. został uruchomiony 15-min transgraniczny rynek dnia bieżącego, co powinno pozytywnie wpłynąć na płynność rynku krajowego i przyczynić się do poprawy bilansowania przez POB.

Systematyczne odchylenia pozycji bilansowych o takiej skali, jaką obserwowano w drugiej połowie 2024 r. nie powinny mieć miejsca. Uczestnicy rynku powinni wyciągać wnioski z jakości swoich planów oraz unikać nieplanowego wprowadzania energii do systemu lub nieplanowego jej zużycia. Tak duży i systematyczny poziom niezbilansowania jest dla OSP nieakceptowalny. W szczególności dotyczy to sytuacji, w których poziomy niezbilansowania przekraczają zakontraktowane i dostępne dla OSP poziomy rezerwy mocy bilansujących, a tym samym zagrażają zdolności OSP do zbilansowania KSE.

Wnioski i rozważane działania na przyszłość

Ze względu na obserwowany poziom niezbilansowania, niezbędne jest dalsze wzmocnienie zachęt do bilansowania po stronie uczestników rynku. Podstawowym środkiem w tym zakresie są zachęty finansowe tworzone przez ceny rozliczeniowe na RB. Ceny te powinny powodować, aby nieplanowe wprowadzanie energii do systemu lub nieplanowy jej pobór z KSE były nieatrakcyjne dla uczestników rynku w porównaniu do innych rynków, w szczególności rynków spot. Nieatrakcyjność tych cen powinna się zwiększać wraz ze wzrostem niezbilansowania na RB. Tak kształtowane sygnały cenowe na RB silniej wesprą unikanie nieplanowego dostarczania lub odbioru energii z RB przez uczestników rynku, a tym samym minimalizację wolumenu niezbilansowania KSE.

OSP analizuje obecnie następujące możliwe podejścia do zmiany zasad kształtowania cen CEN w celu zwiększenia zachęt do bilansowania się przez uczestników rynku.

Uwzględnienie w CEN współczynnika Alpha zależnego od głębokości niezbilansowania

Pierwszym z analizowanych wariantów są zasady stosowane przez belgijskiego operatora systemu przesyłowego Elia, polegające na wprowadzeniu dodatkowego komponentu Alpha do ceny energii niezbilansowania, który zmieniałby się w funkcji głębokości (wolumenu) niezbilansowania. Podstawową zasadą tego mechanizmu jest, aby przy wysokim poziomie niezbilansowania systemu komponent Alpha osiągał wysokie wartości, motywując uczestników rynku pogarszających stan zakontraktowania do minimalizacji odchylenia od swoich pozycji kontraktowych. Współczynnik Alpha jest modyfikatorem ceny energii niezbilansowania (CEN), a jego wartość jest wyznaczana przez OSP na podstawie niezbilansowania systemu w każdym okresie rozliczeniowym. Alpha zależy od wielkości i kierunku niezbilansowania systemu w następujący sposób:

- W przypadku niedoboru energii w systemie (system jest „krótki”), komponent Alpha zwiększa cenę energii niezbilansowania.
- W przypadku nadmiaru energii w systemie (system jest „długi”), komponent Alpha obniża cenę energii niezbilansowania.

Istotnym parametrem tego rozwiązania jest wielkość graniczna współczynnika Alpha, powyżej której pozostaje on stały, niezależnie od wielkości niezbilansowania systemu. Rozważaną wielkością graniczną Alpha jest 1000 zł/MWh, tj. granica minimalna wynosząca -1000 zł/MWh (przy bardzo wysokim przekontraktowaniu), oraz granica maksymalna wynosząca 1000 zł/MWh (przy bardzo wysokim niedokontraktowaniu).

Podstawową funkcją komponentu Alpha jest zwiększanie zachęt do bilansowania, by uczestnicy rynku dokonywali planowego zakupu/sprzedaży energii przed jej dostawą. Obecnie PSE obserwują zjawisko polegające na regularnym niezbilansowaniu KSE oraz braku kontraktacji energii przy wysokich cenach energii na rynkach spot. Zwiększenie ceny niezbilansowania CEN o współczynnik Alpha stworzy dla uczestników rynku dodatkową zachętę, aby dokonać stosownej kontraktacji na rynkach i unikać rozliczenia po cenie CEN skorygowanej o współczynnik Alpha. Zastosowanie współczynnika Alpha pozwoli także na zapewnienie właściwych zachęt do bilansowania także po dołączeniu przez Polskę do platform bilansujących, kiedy to możliwe będzie uzyskanie systemowo niskich cen energii bilansującej nawet przy wysokim poziomie niezbilansowania KSE, co mogłoby zmniejszyć zachęty do bilansowania i przełożyć się na pogorszenie stabilności planowania pracy KSE.

Projektowane zasady wyznaczania współczynnika Alpha przedstawiono w załączniku nr 1.

Uwzględnienie w CEN dodatkowego komponentu DK odzwierciedlającego koszty OSP

Drugie z analizowanych podejść opiera się na uwzględnieniu w zasadach wyznaczania CEN dodatkowego komponentu odzwierciedlającego koszty mocy bilansujących oraz ewentualnie koszty dodatkowych środków, które zostały wykorzystane przez OSP do zbilansowania systemu (komponent DK). Wartość komponentu DK zależy od głębokości (wolumenu) niezbilansowania. Wartość komponentu DK zależy również od wartości rynkowej mocy bilansujących, a w szczególnych przypadkach, przy ograniczonej dostępności mocy regulacyjnych w KSE, od wartości zastosowanych środków zaradczych. Oznacza to, że przy takiej samej wartości niezbilansowania w systemie wartość komponentu DK w poszczególnych ORN może być różna – przykładowo wartość komponentu DK dla niedokontraktowania w szczycie wieczornym będzie znacznie większa niż wartość tego komponentu dla analogicznej wartości niedokontraktowania w dolinie nocnej.

Podstawową zasadą tego mechanizmu jest, aby komponent DK osiągał wysokie wartości w okresach, w których dostęp do zasobów regulacyjnych KSE, aby zbilansować system, jest ograniczony lub kosztowny. Tak więc szczególnie w tych okresach wartość komponentu DK będzie istotnie wzmacniać sygnał CEN przy wystąpieniu niezbilansowań, aby w konsekwencji ograniczać ryzyko wystąpienia niezbilansowań zagrażających bezpieczeństwu pracy KSE.

Komponent DK zawsze przyjmuje wartość dodatnią. Jego wartość jest wyznaczana przez OSP dla każdego ORN na podstawie niezbilansowania systemu, w następujący sposób:

- W przypadku niedoboru energii w systemie (system jest „krótki”), komponent DK jest wyznaczany na podstawie wartości nabytych przez OSP mocy bilansujących FRR i RR w górę oraz jednostkowych kosztów zastosowanych przez OSP środków zaradczych dla zwiększenia generacji lub zmniejszenia odbioru energii. Nabyte moce bilansujące oraz środki zaradcze podlegają uporządkowaniu wg cen ofertowych/wartości jednostkowych kosztów zastosowanych środków w kolejności od najniższych do najwyższych. Cena ofertowa najdroższego pasma spośród najtańszych pasm mocy bilansujących / jednostkowych kosztów środków zaradczych, których łączny wolumen mocy odpowiada wartości niedokontraktowania, określa wartość komponentu DK. Komponent DK w zasadach wyznaczania CEN jest uwzględniany ze znakiem dodatnim, czyli zwiększa CEN.
- W przypadku nadmiaru energii w systemie (system jest „długi”), komponent DK jest

wyznaczany na podstawie wartości nabytych przez OSP mocy bilansujących FRR i RR w dół oraz jednostkowych kosztów zastosowanych przez OSP środków zaradczych dla zmniejszenia generacji lub zwiększenia odbioru energii. Nabyte moce bilansujące oraz środki zaradcze podlegają uporządkowaniu wg cen ofertowych/wartości jednostkowych kosztów zastosowanych środków w kolejności od najniższych do najwyższych. Cena ofertowa najdroższego pasma spośród najtańszych pasm mocy bilansujących / jednostkowych kosztów środków zaradczych, których łączny wolumen mocy odpowiada wartości przekontraktowania, określa wartość komponentu DK. Komponent DK w zasadach wyznaczania CEN jest uwzględniany ze znakiem ujemnym, czyli obniża CEN.

Mechanizm nie zawiera ograniczeń na wartość komponentu DK. Jego wartość zależy od zgłoszonych przez uczestników rynku cen w ofertach na moce bilansujące oraz wartości zastosowanych środków zaradczych, jeżeli wystąpiła konieczność ich wykorzystania.

Projektowane zasady wyznaczania CEN według tego podejścia przedstawiono w załączniku nr 2 do niniejszego raportu.

Następne kroki

Publikując niniejszy raport, PSE zapraszają uczestników rynku do rozmowy na temat zaprezentowanych wniosków oraz możliwych rozwiązaniach poprawiających jakość bilansowania handlowego systemu przez uczestników rynku.

Harmonogram następnych kroków przedstawia się następująco:

- 25 marca 2025 r. – publikacja raportu na stronie internetowej www.pse.pl
- Do 1 maja 2025 r. – PSE zorganizują konsultacje z uczestnikami rynku w celu omówienia raportu oraz możliwych rozwiązań w zakresie zmiany wyceny energii niezbilansowania.
- Do 15 maja 2025 r. – PSE przygotują i przedstawią do konsultacji społecznych propozycje zmian Warunków Dotyczących Bilansowania uwzględniające wypracowane rozwiązanie dla wzmocnienia zachęt do bilansowania. Konsultacje będą trwały miesiąc.
- Do 1 lipca 2025 r. – PSE przedstawią do akceptacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki projekt Warunków Dotyczących Bilansowania, uwzględniający uwagi zgłoszone w konsultacjach społecznych wraz ze stosownym raportem.

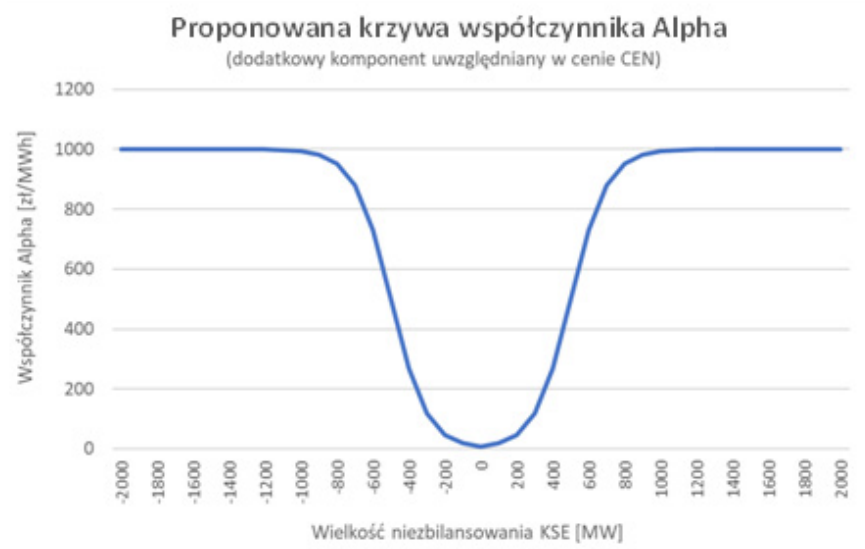
Załącznik nr 1: współczynnik Alpha

Zasada wyznaczania współczynnika Alpha wzmacniającego zachęty do bilansowania

Podstawową funkcją komponentu Alpha jest tworzenie zachęty do minimalizowania niezbilansowania systemu. Przy niskim poziomie niezbilansowania, współczynnik Alpha ma przyjmować niewielkie wielkości, rosnąc jednak wraz ze wzrostem niezbilansowania systemu. Po osiągnięciu pewnej wielkości niezbilansowania Alpha nasycy się i pozostaje niezmienny, dzięki czemu przekazuje jednoznacznie silne zachęty do bilansowania nie powodując przy tym nadmiernie wysokich kosztów bilansowania.

Wyznaczanie współczynnika Alpha opiera się na zastosowaniu tzw. krzywej S, znanej również jako krzywa sigmoidalna. Jest to funkcja matematyczna stosowana do modelowania procesów wzrostu, które początkowo rozwijają się powoli, następnie przyspieszają aby w końcu osiągnąć stan nasycenia. Jej charakterystyczny kształt przypomina literę „S”. Kluczowe parametry opisujące tę krzywą to:

- Poziom nasycenia (wartość maksymalna): Maksymalna wartość, jaką osiąga krzywa, reprezentująca stan nasycenia lub maksymalny potencjał wzrostu.
- Punkt infleksji: Miejsce na krzywej, w którym tempo wzrostu jest największe; tutaj krzywa zmienia swoje nachylenie z rosnącego na malejące.



Rys. 15. Współczynnik Alpha w funkcji niezbilansowania systemu wg proponowanych parametrów.

Matematycznie krzywa S opisywana jest następującym równaniem:

$$f(x) = \frac{L}{1 + e^{-k(x-x_0)}}$$

gdzie:

- L – wartość maksymalna (poziom nasycenia),
- k – współczynnik nachylenia (stromość krzywej),
- x_0 – wartość x w punkcie infleksji,
- e – podstawa logarytmu naturalnego (ok. 2,71828).

Proponowane parametry stosowane do wyznaczania współczynnika Alpha

Proponowane jest aby komponent Alpha wyznaczać wg krzywej S, analogicznie jak to jest stosowane w Belgii, tj. wg następującej zależności:

$$\alpha = \frac{b}{1 + \exp\left(\frac{c-|x|}{d}\right)}$$

Parametrami krzywej S są:

- x: wielkość niezbilansowania systemu w bieżącym i poprzednim ORN (w MW). Proponowane jest aby x było średnią wielkością niezbilansowania w ORNn i ORNn-1.
- b: wielkość maksymalna współczynnika Alpha. Proponowane jest b = 1000 zł/MWh.
- c: wartość niezbilansowania, przy której funkcja osiąga punkt infleksji, czyli miejsce, w którym krzywa S zmienia tempo wzrostu. Proponowane jest c = 500 MW, co odpowiada w przybliżeniu poziomowi rezerwy wtórnej automatycznej aFRR. Oznacza to, że jeśli niezbilansowanie przekracza poziom aFRR, poziom współczynnika Alpha zaczyna rosnąć szybciej.

Ponadto, przy wielkości niezbilansowania odpowiadającej c = 500 MW współczynnik Alpha wyniesie 50% wielkości maksymalnej.

- d: parametr wpływający na stromość krzywej wyznaczającej współczynnik Alpha. Im większa wartość d, tym zmiana Alpha wolniejsza, a krzywa mniej stroma. Proponowane jest d = 100 MW, co oznacza, że dla niezbilansowania wynoszącego 100 MW współczynnik Alpha wynosi 1% wielkości maksymalnej.
- exp to funkcja wykładnicza z podstawą wynoszącą e = 2,71828.

Wyznaczanie ceny niezbilansowania CEN uwzględniającej komponent zachęty Alpha

Obecnie cenę energii niezbilansowania wyznacza się wg formuły opisanej w pkt. 13.3 WDB.

13.3 Cena energii niezbilansowania

- (1) Cena energii niezbilansowania (CEN) jest wyznaczana na podstawie stanu zakontraktowania KSE dla danego ORN, średniej ważonej ceny energii bilansującej oraz ceny SDAC dla tego ORN, w następujący sposób:

$$CEN_t = \begin{cases} \min(\overline{CEB}_t; CSDAC_t) & \text{jeżeli } SK_t > 0 \text{ i } CSDAC_t \neq 0 \\ \min(\overline{CEB}_t; -0,01) & \text{jeżeli } SK_t > 0 \text{ i } CSDAC_t = 0 \\ \overline{CEB}_t & \text{jeżeli } SK_t = 0 \\ \max(\overline{CEB}_t; CSDAC_t) & \text{jeżeli } SK_t < 0 \text{ i } CSDAC_t \neq 0 \\ \max(\overline{CEB}_t; 0,01) & \text{jeżeli } SK_t < 0 \text{ i } CSDAC_t = 0 \end{cases} \quad (13.1)$$

gdzie:

- CEN_t – Cena energii niezbilansowania dla ORN t [zł/MWh]
- \overline{CEB}_t – Średnia ważona cena energii bilansującej dla ORN t [zł/MWh]
- $CSDAC_t$ – Cena SDAC dla ORN t [zł/MWh]
- SK_t – Stan zakontraktowania KSE dla ORN t [MWh]

Zgodnie z proponowanymi zasadami, cena CEN byłaby odpowiednio powiększana albo pomniejszana o współczynnik Alpha w zależności od kierunku niezbilansowania:

- w przypadku przekontraktowania ($SK > 0$): $CEN_{\text{nowa}} = CEN - \text{Alpha}$,
- w przypadku niedokontraktowania ($SK < 0$): $CEN_{\text{nowa}} = CEN + \text{Alpha}$.

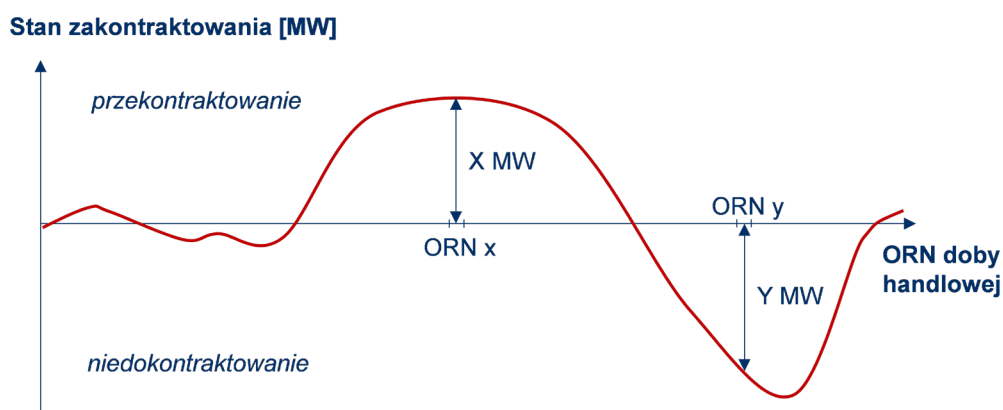
Załącznik nr 2: komponent DK

Zasady wyznaczania komponentu DK

Komponent DK jest wyznaczany dla każdego ORN doby handlowej, biorąc pod uwagę:

- Stan zakontraktowania systemu w ORN.
- Wartości cen ofertowych oraz wolumeny nabytych przez OSP mocy bilansujących dla ORN.
- Jednostkowe koszty zastosowanych środków zaradczych dla ORN oraz wolumen tych środków, w przypadku gdy zastosowanie tych środków było konieczne do zbilansowania systemu.

Rysunek 16 przedstawia przykładowy stan zakontraktowania systemu w poszczególnych ORN danej doby handlowej. Na rysunku wyszczególnione zostały dwa ORN: x i y, na potrzeby zilustrowania zasad wyznaczania komponentu DK dla przekontraktowania systemu (ORN x) oraz dla niedokontraktowania systemu (ORN y).



Rys. 16. Przykładowy stan zakontraktowania systemu w poszczególnych ORN danej doby handlowej.

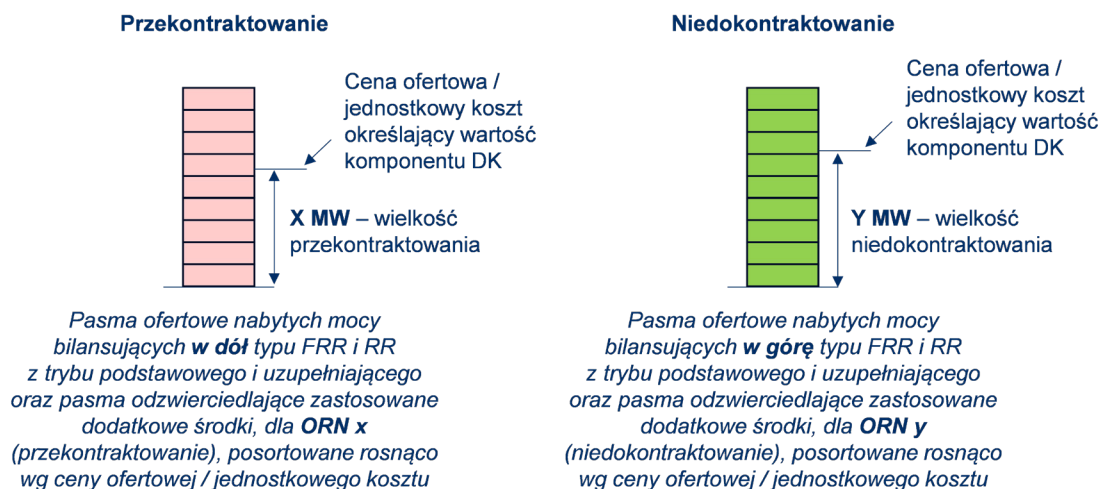
Wartość komponentu DK dla ORN, w którym ma miejsce przekontraktowanie w systemie (ORN x), jest wyznaczana w następujący sposób:

- a) Pasma ofertowe nabytych mocy bilansujących w dół typu FRR i RR z trybu podstawowego i uzupełniającego dla ORN x podlegają uporządkowaniu wg cen ofertowych w kolejności od najniższych do najwyższych.
- b) W przypadku gdy dla ORN x zastosowane zostały przez OSP dodatkowe środki dla zbilansowania systemu, to do stosu pasm ustalonego w pkt a, dodaje się pasma odzwierciedlające zastosowane środki w zakresie jednostkowego kosztu tych środków i wolumenu mocy.
- c) Cena ofertowa najdroższego pasma spośród najtańszych pasm mocy bilansujących / jednostkowych kosztów środków zaradczych, których łączny wolumen mocy odpowiada przekontraktowaniu (X MW), określa wartość komponentu DK dla ORN x.

Wartość komponentu DK dla ORN, w którym ma miejsce niedokontraktowanie w systemie (ORN y), jest wyznaczana w następujący sposób:

- a) Pasma ofertowe nabytych mocy bilansujących w górę typu FRR i RR z trybu podstawowego i uzupełniającego dla ORN y podlegają uporządkowaniu wg cen ofertowych w kolejności od najniższych do najwyższych.
- b) W przypadku gdy dla ORN y zastosowane zostały przez OSP dodatkowe środki dla zbilansowania systemu, to do stosu pasm ustalonego w pkt a, dodaje się pasma odzwierciedlające zastosowane środki w zakresie jednostkowego kosztu tych środków i wolumenu mocy.
- c) Cena ofertowa najdroższego pasma spośród najtańszych pasm mocy bilansujących / jednostkowych kosztów środków zaradczych, których łączny wolumen mocy odpowiada niedokontraktowaniu (Y MW), określa wartość komponentu DK dla ORN y.

Zasady wyznaczania komponentu DK zostały zilustrowane na rysunku nr 17.



Rys. 17. Ilustracja zasad wyznaczania komponentu DK.

Zasady wyznaczania CEN z uwzględnieniem komponentu DK

CEN jest wyznaczana na podstawie stanu zakontraktowania KSE dla danego ORN:

- W przypadku przekontraktowania

$$CEN = \min (CKOEB - K_DK; CSDAC)$$

- W przypadku niedokontraktowania

$$CEN = \max (CKOEB + \max(COR; K_DK); CSDAC)$$

gdzie:

CEN - Cena energii niezbilansowania dla ORN [zł/MWh]

CKOEB - Cena krańcowa oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO dla ORN [zł/MWh]

CSDAC - Cena SDAC dla ORN [zł/MWh]

COR - Cena rezerwy operacyjnej dla ORN [zł/MWh]

C_{DK} - Komponent DK dla ORN [zł/MWh]

Notatki





Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

ul. Warszawska 165

05-520 Konstancin-Jeziorna

pse@pse.pl

www.pse.pl