

# DYNAMICZNE CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ JAKO KLUCZOWY BODZIEC KSZTAŁTUJĄCY ZACHOWANIE WYTWÓRCÓW I ODBIORCÓW







## AUTOR

### **Dr inż. Konrad Purchała**

Dyrektor Departamentu Zarządzania Systemem PSE S.A.

Konrad Purchała jest absolwentem wydziału elektrycznego Politechniki Warszawskiej (ukończone w 1999 r.) oraz studiów doktoranckich na Uniwersytecie K.U. Leuven w Belgii (ukończone w 2005 r.). W latach 2005 - 2009 pracował w Tractebel Engineering, Power System Consulting (grupa Engie, dawniej GdF-SUEZ) jako konsultant w obszarze rynków energetyki i systemów elektroenergetycznych. Pełnił funkcje kierownicze w dużych europejskich projektach badawczo-rozwojowych w zakresie generacji rozproszonej, integracji źródeł wiatrowych i wsparcia instytucjonalnego dla europejskich operatorów systemów przesyłowych. W 2009 r. rozpoczął pracę w PSE S.A., gdzie w 2012 r. objął stanowisko dyrektora Biura Rozwoju Rynku Energii, zajmując się integracją krajowego rynku energii z rynkiem europejskim. W 2016 r. Biuro stało się częścią Departamentu Współpracy Międzynarodowej, w którym pełnił obowiązki zastępcy dyrektora departamentu, zarządzając obszarem rozwoju europejskiego rynku energii elektrycznej. W marcu 2017 r. został wybrany na przewodniczącego Komitetu Rynku, funkcjonującego w ramach organizacji zrzeszającej europejskich operatorów systemów przesyłowych ENTSO-E. Funkcję tę pełnił przez dwie dwuletnie kadencje, do końca czerwca 2021 r.

Od 1 listopada 2019 r. Dyrektor Departamentu Zarządzania Systemem.

Główne obszary zainteresowań to architektura rynku energii elektrycznej oraz interakcje między technicznymi aspektami pracy połączonych systemów energetycznych i rynkiem energii elektrycznej, a także mechanizmy wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych, mechanizm łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, integrację rynków bilansujących oraz analizy pracy systemu i analizy rynku.

## Podsumowanie Zarządcze i kluczowe wnioski

- 1** **Wytwarzanie energii elektrycznej musi być cały czas dostosowane do popytu.** Istniejące bariery technologiczne uniemożliwiają przechowywanie energii elektrycznej na dużą skalę i na długi okres czasu. Dlatego musi być ona zawsze produkowana w wielkości wynikającej z potrzeb odbiorców w danym momencie.
- 2** Na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej podstawowym narzędziem bilansowania potrzeb odbiorców i możliwości wytwórców są **mechanizmy rynkowe**, czyli zakup i sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym.
- 3** **Handel energią odbywa się w wielu segmentach rynku.** Na rynku terminowym mamy do czynienia z obrotem energią w ramach długich kontraktów, obejmujących miesiące lub lata. Ważnym segmentem jest rynek dnia następnego. Z kolei rynek dnia bieżącego (intra-day) daje uczestnikom możliwość dostosowania portfela zakupowo-sprzedazowego aż do momentu na godzinę przed okresem dostaw.
- 4** **Rynek bilansujący jest kluczowym segmentem, decydującym o jakości sygnałów cenowych motywujących uczestników rynku do poprawnego planowania pracy swoich zasobów.** Dobrze zaprojektowany rynek bilansujący musi silnie motywować wytwórców do dostosowywania planów pracy swoich zasobów do potrzeb odbiorców (i vice versa) oraz dokonywania odpowiedniej kontraktacji na rynku hurtowym. Ma to fundamentalne znaczenie przy coraz bardziej rozproszonej strukturze podaży w sektorze elektroenergetycznym oraz spodziewanym rozwoju magazynów energii.
- 5** **Wysoki i rosący udział OZE w bilansie energetycznym kraju wpływa na większą zmienność cen niż w latach ubiegłych.** Jeśli cena rynkowa w danej godzinie jest niższa niż koszty zmienne wytwarzania, wytwórca ma bodziec, aby wyłączyć swoją jednostkę i przestać pracować. Dla źródeł konwencjonalnych nie zawsze jest to jednak możliwe z uwagi na techniczne uwarunkowania pracy elektrowni. Z kolei w przypadku otrzymujących pozarynkowe wsparcie źródeł odnawialnych reakcja na sygnały cenowe z rynku hurtowego jest ograniczona.
- 6** **Zróżnicowanie cen energii elektrycznej w ciągu doby daje możliwość kształtowania zachowań odbiorców i wytwórców.** Jeśli odbiorca jest w stanie dostosować swój profil zużycia do cen energii, może dzięki temu zaoszczędzić na koszcie zakupu energii, a nawet uzyskać przychód.
- 7** **Ceny dynamiczne umożliwiają uczestnikom rynku monitorowanie cen energii w czasie rzeczywistym.** Dzięki temu mogą oni dostosowywać swoje zachowania, osiągając dzięki temu oszczędności (odbiorcy) lub maksymalizując przychody (wytwórcy). Z perspektywy systemu elektroenergetycznego główną korzyścią jest większa elastyczność.
- 8** **Ceny dynamiczne wspierają integrację odnawialnych źródeł energii,** ponieważ zachęcają odbiorców do korzystania z energii w okresach wysokiej produkcji OZE, np. w słoneczne dni lub w czasie silnego wiatru. Sukces transformacji energetycznej, w tym dekarbonizacja przemysłu i transportu, jest w dużej mierze uzależniony od zdolności odbiorców do zmiany swoich zachowań. Wdrożenie dynamicznych cen energii wymaga jednak zwiększenia świadomości odbiorców.

## Wprowadzenie

Celem pracy jest omówienie problematyki cen dynamicznych jako bodźca ekonomicznego kształtującego zachowania wytwórców i odbiorców w sektorze elektroenergetycznym. Dokument

omawia także cechy energii elektrycznej stanowiące o jej wyjątkowości jako towaru oraz rzutujące na organizację rynku hurtowego i detalicznego energii elektrycznej.

## Energia elektryczna jako wyjątkowy towar

Energia elektryczna to wyjątkowy nośnik energii – jej wytwarzanie musi być na bieżąco dopasowywane do popytu. Z uwagi na bariery technologiczne, przechowywanie energii elektrycznej na dużą skalę nie jest możliwe<sup>1</sup>, więc musi być ona produkowana w wielkości dokładnie odpowiadającej potrzebom odbiorców w danym momencie. Za równoważenie produkcji energii z zapotrzebowaniem odpowiadają operatorzy systemów przesyłowych elektroenergetycznych (OSP), którzy muszą nieustannie monitorować i dostosowywać produkcję energii, aby zapewnić że jest ona zgodna z zapotrzebowaniem. Wszelkie niedopasowanie w tym zakresie będzie zakłócać częstotliwość pracy systemu mogąc skutkować jego niestabilnością, a w przypadku dużych wahań częstotliwości doprowadzić do rozległej awarii systemowej typu blackout.

Systemy elektroenergetyczne poszczególnych państw w Europie nie pracują niezależnie od siebie, lecz tworzą jeden z najbardziej złożonych systemów stworzonych przez człowieka, z wieloma połączeniami wzajemnymi umożliwiającymi utrzymanie ciągłości zasilania w przypadku awaryjnych wyłączeń

poszczególnych elementów. Taka architektura systemu elektroenergetycznego z jednej strony korzystnie wpływa na bezpieczeństwo jego pracy (redundancja sieci), ale jednocześnie zwiększa współzależności pomiędzy poszczególnymi krajowymi systemami elektroenergetycznymi, a zakłócenie w jednym państwie może przenieść się na pozostałe systemy.

Sieć elektroenergetyczna jest siecią prądu przemiennego, dzięki czemu m.in. łatwiej nią przesyłać energię elektryczną na długie dystanse, a technologia przesyłu i dystrybucji jest znacznie tańsza niż dla sieci prądu stałego. Jednak w przeciwieństwie do sieci prądu stałego, energia elektryczna w sieciach prądu przemiennego rozplywa się po poszczególnych elementach sieci, od generatorów do odbiorów, zależnie od technicznych parametrów poszczególnych elementów sieci oraz zgodnie z zasadami fizyki. Nie istnieją technologie pozwalające na uzyskanie pełnej kontroli na przepływami w poszczególnych elementach sieci prądu zmiennego, co wymaga bardzo skrupulatnego planowania pracy sieci oraz jej odpowiedniej rozbudowy.

## Uwarunkowania organizacji rynku energii elektrycznej

Liberalizacja rynków energii elektrycznej w Unii Europejskiej, zainicjowana pod koniec XX wieku, doprowadziła do znacznych zmian w sposobie wytwarzania i konsumowania energii elektrycznej. Wcześniej była to monopolistyczna branża, w której dominującą rolę odgrywali inżynierowie i technicy. Wprowadzenie do niej konkurencji umożliwiło powstanie nowych modeli biznesowych, w których nowi uczestnicy rynku mogli rzucić wyzwanie zintegrowanym, często kontrolowanym przez państwo przedsiębiorstwom energetycznym. Równoległa zmiana polityki w kierunku bardziej zrównoważonego i przyjaznego dla środowiska zaopatrzenia

w energię, połączona z zachętami finansowymi dla inwestorów w technologie odnawialnych źródeł energii, doprowadziła do przełomowych innowacji technologicznych.

Decydując o uwolnieniu rynku energii w Europie wybrano możliwie jak najprostszy jego model, czyli tzw. rynek strefowy. Zakłada on, że podstawowym towarem podlegającym obrotowi jest energia elektryczna, wyrażona megawatogodzinach (MWh). Założono, że w danym obszarze rynkowym energia elektryczna ma tę samą wartość<sup>2</sup>, niezależnie od miejsca jej wyprodukowania lub zużycia, dzięki

<sup>1</sup>Wyjątkiem są wodne elektrownie szczytowo-pompowe, w których woda jest przepompowywana ze zbiornika dolnego do zbiornika górnego, gdzie jest magazynowana w postaci energii potencjalnej. W momencie jej spuszczenia do zbiornika wodnego jest ona przekształcana w energię kinetyczną napędzającą wirniki generatora i produkującą w ten sposób energię elektryczną. Takie elektrownie wymagają jednak sprzyjającego ukształtowania terenu. Z kolei inne technologie magazynowania energii, np. magazyny bateryjne, pomimo obserwowanego wzrostu nie są jeszcze rozwinięte na taką skalę, aby stanowić istotne w skali kraju źródło mocy i energii.

<sup>2</sup>W Europie każdy niemal kraj stanowi jednorodny obszar rynkowy – zaledwie cztery zostały podzielone na więcej niż jeden obszar rynkowy (Włochy, Norwegia, Szwecja, Dania).

czemu w jednostce czasu stanowi jednorodny i wymierny towar. Moment zużycia energii pozostał jednak kluczowym czynnikiem różnicującym jej wartość w dobie, co wynika z jej cech omawianych w poprzednim rozdziale, w tym przede wszystkim konieczności ciągłego równoważenia popytu podaży. Powyższe stanowi o wymiarze bilansowym rynku energii elektrycznej.

Strefowa organizacja rynku pomija uwarunkowania pracy sieci wewnątrz obszarów rynkowych, pozostawiając je w gestii operatora systemu przesyłowego danego kraju. Ograniczenia sieci przesyłowej są z perspektywy zasad rynkowych uwzględniane jedynie w handlu pomiędzy krajami<sup>3</sup>, a poziomy dopuszczalnego importu lub eksportu są zależne od tzw. sieciowych ograniczeń przesyłowych. U podstawy takiego podejścia leży założenie, że transakcje zawierane w ramach danego obszaru rynkowego nie mają znaczącego wpływu na przepływy w innych częściach połączonego systemu. Niestety ze względu na silne powiązania wzajemne pomiędzy sieciami przesyłowymi krajów UE, powyższe założenie zazwyczaj nie jest prawdziwe. W rezultacie transakcje zawierane przez uczestników rynku nie uwzględniają fizycznego sposobu ich realizacji, a OSP są zmuszeni podejmować działania dostosowawcze, by zapewnić bezpieczeństwo pracy sieci. Odbywa się to m.in. poprzez zmianę wielkości produkcji energii elektrycznej w poszczególnych źródłach wytwórczych w kraju w taki sposób, aby wynikowy rozkład generacji nie powodował przeciążeń elementów sieciowych (tzw. redysponowanie, ang. redispatching). Koszt tych działań ponoszony jest przez operatorów, a następnie przenoszony jest na odbiorców energii w taryfach przesyłowych. Powyższe stanowi o wymiarze sieciowym rynku energii elektrycznej.

Z perspektywy odbiorców kluczowe znaczenie ma wymiar bilansowy rynku. Odbiorcy pobierają energię w różnych momentach czasu, kiedy może mieć ona różną wartość. Świadomy odbiorca może więc mieć

realny wpływ na koszty konsumowanej przez siebie energii elektrycznej odpowiednio kształtując swój profil poboru w trakcie doby. Z kolei wymiar sieciowy rynku nie ma dla odbiorcy właściwie żadnego znaczenia, ponieważ rynek energii elektrycznej w Europie został zorganizowany strefowo. Wymiar sieciowy jest więc problemem wyłącznie operatorów systemu przesyłowego oraz operatorów systemu dystrybucyjnego. Może się jednak stać problemem odbiorców w sytuacji, gdy skala działań dostosowawczych podejmowanych przez operatorów<sup>4</sup> jest na tyle wysoka, że ich koszt przenoszony w taryfach sieciowych zaczyna stanowić istotną część opłat związanych z dostępem do energii elektrycznej, szczególnie gdy osiągałby poziom porównywalny do kosztów samej energii.

Strefowa organizacja rynku energii elektrycznej nie jest jedynym możliwym rozwiązaniem. Rynki energii elektrycznej w USA są zorganizowane jako tzw. rynki węzłowe, gdzie w każdym węźle mogą występować różne ceny energii elektrycznej (tzw. ceny węzłowe lub ceny lokalizacyjne). Rynki węzłowe są znacznie bardziej złożone niż rynki strefowe, ponieważ uwzględniają zarówno wymiar bilansowy, jak i wymiar sieciowy rynku – cena płacona przez odbiorcę zależy nie tylko od ceny samej energii, ale także możliwości jej dostarczenia od miejsca jej wytworzenia do miejsca jej poboru. Ich złożoność oraz różnorodność cen w poszczególnych węzłach jest zarządzana przez uczestników rynku w USA za pomocą kontraktów finansowych (ang. financial transmission rights), dzięki czemu z perspektywy odbiorcy taki rynek może być równie prosty jak rynek strefowy. Odbiorca reaguje wtedy wyłączenie na jedną cenę, tzn. tę w swoim węźle lub jej dowolną derywatę, na którą umówi się ze swoim dostawcą. Dla świadomego odbiorcy rynek węzłowy daje dodatkowe możliwości, wynikające m.in. z większej zmienności cen węzłowych oraz dostępności szerokiego spektrum instrumentów finansowych oferowanych przez innych uczestników rynku.

## Wycena energii elektrycznej na rynku

Energia elektryczna to wyjątkowy nośnik energii – jej wytwarzanie musi być na bieżąco dopasowywane do popytu. Z uwagi na bariery technologiczne, przechowywanie energii elektrycznej na dużą skalę nie jest możliwe, więc musi być ona produkowana w wielkości dokładnie odpowiadającej potrzebom odbiorców w danym momencie. Za równoważenie produkcji energii z zapotrzebowaniem odpowiadają operatorzy systemów przesyłowych elektroenergetycznych (OSP), którzy muszą nieustannie monitorować i dostosowywać produkcję energii, aby zapewnić że jest ona zgodna z zapotrzebowaniem. Wszelkie

niedopasowanie w tym zakresie będzie zakłócać częstotliwość pracy systemu mogąc skutkować jego niestabilnością, a w przypadku dużych wahań częstotliwości doprowadzić do rozległej awarii systemowej typu blackout.

Na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej podstawowym narzędziem dla bilansowania potrzeb odbiorców i możliwości wytwórców są mechanizmy rynkowe, czyli dokonywany przez uczestników rynku zakup i sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym. Handel energią odbywa się w wielu

<sup>3</sup> Mówiąc dokładniej: między obszarami rynkowymi.

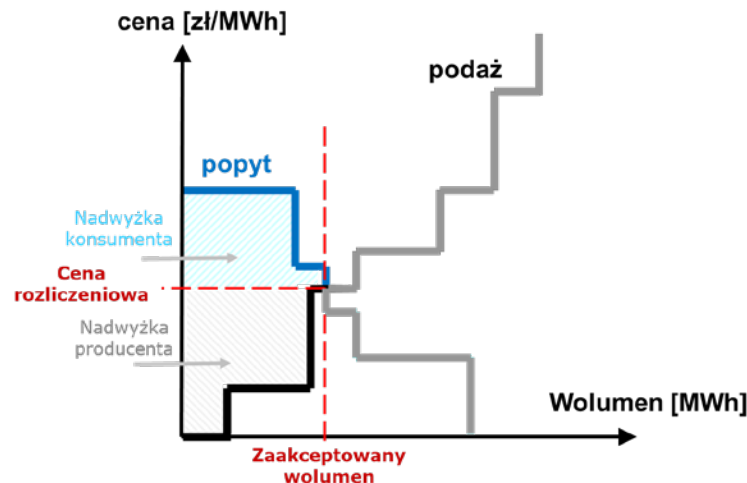
<sup>4</sup> Działania zaradcze są podejmowane przez operatora w sytuacji, gdy w wyniku aktywności rynkowej uczestników rynku zawarte przez nich transakcje na rynku energii elektrycznej okazują się technicznie niewykonalne z uwagi m.in. na ograniczenia sieciowe.

segmentach rynku, począwszy od rynku terminowego, na którym przedmiotem obrotu są kontrakty zapewniające fizyczną dostawę energii elektrycznej lub kontrakty finansowe, mające charakter zabezpieczeń finansowych (ang. hedging). Charakterystyczną cechą rynków terminowych jest handel energią w długich kontraktach, obejmujących całe lata lub miesiące. Płynność tych kontraktów rośnie wraz ze zbliżaniem się okresu dostawy, którego dotyczą.

W europejskim modelu rynku szczególną rolę pełni rynek dnia następnego, który w ramach scentralizowanego mechanizmu łączenia rynków (ang. market coupling) wyznacza w sposób skoordynowany ceny dla każdego obszaru rynkowego (kraju). Z kolei alokacja zdolności przesyłowych między strefami cenowymi odbywa się na podstawie różnicy cen pomiędzy nimi, w taki sposób aby maksymalizować tzw. łączną nadwyżkę rynkową (ang. market surplus). Jako centralny segment europejskiego rynku energii, market coupling jednocześnie: (i) zapewnia wycenę energii elektrycznej dla każdej godziny następnego dnia oraz (ii) alokuje dostępne zdolności przesyłowe między krajami UE. Innymi słowy, import lub eksport energii elektrycznej w UE możliwy jest wyłącznie poprzez złożenie odpowiedniej oferty na rynku dnia następnego<sup>5</sup>, przy czym oferty kupna i sprzedaży energii są ofertami składanymi lokalnie na giełdzie w kraju, na terenie którego dany podmiot funkcjonuje. Import i eksport jest więc pochodną ofert złożonych na rynkach wszystkich krajów UE oraz dostępnych możliwości przesyłowych. Dla przykładu import energii do Polski ma miejsce wyłącznie wtedy, gdy energia za granicą jest oferowana do sprzedaży po niższej cenie niż jest oferowana na rynku krajowym. Rynek dnia następnego działający wg mechanizmu market coupling ma wyłączny dostęp do zdolności przesyłowych, co istotnie zwiększa jego płynność. Dlatego ceny na nim ustalane stanowią ważną referencyjną cenową dla rynku terminowego oraz są podstawą do planowania pracy jednostek wytwórczych przez uczestników rynku, prowadząc do maksymalizacji efektywności wykorzystania zasobów energetycznych UE.

Rynek energii elektrycznej funkcjonuje wg zasady cen krańcowych, tzn. jednolita cena w danym obszarze rynkowym ustalana jest na podstawie kosztów produkcji ostatniej jednostki energii, która jest potrzebna, by zaspokoić zapotrzebowanie. Cena ta służy następnie do rozliczenia wszystkich transakcji zawartych w danej jednostce czasu – wszystkie źródła zlokalizowane w danym obszarze rynkowym otrzymują tę samą cenę, ustaloną przez najdroższe źródło i tą samą cenę w ramach zawartych transakcji płacą wszyscy kupujący energię. Zasada cen krańcowych jest uniwersalnie stosowana do wyceny niemal wszystkich dóbr w warunkach konkurencji, ponieważ odzwierciedla koszty związane z produkcją ostatniej

jednostki dobra wymaganej do zaspokojenia popytu konsumentów. W elektroenergetyce pozwala także na optymalną alokację zasobów niezbędnych do produkcji energii elektrycznej wymaganej w danym momencie przez odbiorców, stanowiąc podstawę do planowania pracy jednostek wytwórczych. Ilustracja sposobu kształtowania cen na rynku energii elektrycznej została pokazana na Rys. 1 poniżej.



Rys. 1. Kształtowanie cen na rynku energii elektrycznej – zasada cen krańcowych

W ostatnich latach coraz istotniejsze znaczenie ma także rynek dnia bieżącego (ang. intra-day), co jest pochodną zmian struktury podaży mocy zachodzących podczas toczącego się procesu dekarbonizacji i transformacji energetycznej. Rosnący udział fotowoltaiki i energetyki wiatrowej, których generacja zależy od warunków pogodowych, powoduje niepewności w zakresie prognozowania generacji. Sprawia to, że niewystarczające jest dostosowywanie poziomu produkcji energii do potrzeb odbiorców jedynie poprzez rynek terminowy i rynek dnia następnego, na którym oferty zakupu i sprzedaży na dany dzień składane są w godzinach porannych dnia poprzedzającego. Rynek intra-day daje uczestnikom rynku możliwość dostosowywania i korygowania portfela zakupowo-sprzedażowego aż do momentu na godzinę przed okresem dostawy<sup>6</sup>. Ułatwia to uczestnikom rynku korygowanie pozycji kontraktowych z rynków wcześniejszych, tj. terminowych lub dnia następnego, powstałych z powodu niedoboru lub nadwyżki zakontraktowanej generacji, m.in. w wyniku awarii lub złej prognozy generacji ze źródeł odnawialnych, błędów w oszacowaniu zapotrzebowania, itp.

Ostatnim segmentem rynku jest rynek bilansujący. Nie jest to jednak zwykły segment rynku na podobieństwo rynków giełdowych i należy go traktować bardziej jako rynek techniczny. Rynek bilansujący jest administrowany przez OSP, który jest wyłącznym

<sup>5</sup> Oferty są składane do godz. 12 w dniu D-1, wyniki rynku są dostępne około godz. 13.

<sup>6</sup> Zgodnie z nowelizacją Rozporządzenia 943/2019 z czerwca br., wyprzedzenie między czasem zamknięcia bramki handlowej dla uczestników rynku, a okresem dostaw ma zostać skrócone z 60 min do 30 min od 1 stycznia 2026 r.

kupującym, dokonując transakcji w imieniu uczestników rynku w celu uzyskania zbilansowania podaży i popytu z poziomu całego kraju, przy jednoczesnym uwzględnieniu aspektów sieciowych<sup>7</sup>. Oprócz uwzględniania aspektów sieciowych, rynek bilansujący pełni dwie ważne funkcje: (i) dostarcza lub odbiera od uczestników rynku energię, która jest zużywana w czasie rzeczywistym, lecz nie została wcześniej zakontraktowana na rynku hurtowym lub została zakontraktowana w ilościach przeszacowanych, czyli tzw. energię niezbilansowaną, oraz (ii) umożliwia rozliczenie energii między poszczególnymi uczestnikami rynku, tj. między tymi, którzy wprowadzili lub pobrali do/z systemu więcej energii, niż wcześniej zakontraktowali oraz tymi, którzy zużyli jej odpowiednio więcej lub mniej, niż było to przewidziane w umowach kupna-sprzedaży energii.

Ważną cechą rynku bilansującego, odróżniającego go od wszystkich innych segmentów rynku, jest nieograniczona możliwość poboru energii, tzn. odbiorcy mogą w teorii pobrać z sieci dowolną ilość energii, której wcześniej nie zaplanowali. Nie mają jednak wiedzy o tym po jakiej cenie ta energia jest pobierana, ponieważ ceny energii na rynku bilansującym są wyznaczane powykonawczo, zgodnie z zasadami ich ustalania zawartymi w dokumencie Warunki Dotyczące Bilansowania, zatwierdzanym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Uczestnicy rynku wchodzący z otwartą pozycją na rynek bilansujący i nieplanowo pobierający energię elektryczną narażają się więc na wysokie koszty, zwłaszcza jeśli w tym samym czasie na nieplanowy pobór energii decyduje się wiele podmiotów. Z perspektywy OSP taka sytuacja jest bardzo niepożądana i może zagrażać bezpieczeństwu i stabilności pracy systemu. OSP musi bowiem w czasie rzeczywistym reagować na brak zrównowżenia bilansu mocy i podejmować odpowiednie działania zaradcze w postaci np. aktywacji szybkich rezerw mocy, potrafiących zwiększyć produkcję energii elektrycznej w bardzo krótkim czasie. Nie zawsze jednak takie moce są dostępne w wymaganej wielkości, ponieważ uruchomienie źródeł wytwórczych wymaga czasu<sup>8</sup>.

W Polsce zasobami dostępnymi na rynku bilansującym dla operatora systemu przesyłowego są przede wszystkim jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (tzw. JWCD), czyli duże elektrownie systemowe, takie jak np. Bełchatów, Jaworzno czy Koźnice. Jednostki JWCD mają w Polsce prawny obowiązek składać oferty na rynek bilansujący w odniesieniu do całości swoich mocy dyspozycyjnych. W ofertach wskazują, po jakiej cenie są skłonni generować określony wolumen energii elektrycznej w danej jednostce wytwórczej, oraz przekazują informacje o parametrach technicznych tych jednostek. OSP korzysta z tych ofert w procesie bilansowania systemu. JWCD stanowią kluczowy zasób regulacyjny w krajowym systemie elektroenergetycznym, umożliwiając dostosowywanie bilansu mocy w czasie rzeczywistym do potrzeb odbiorców.

Na koniec należy zaznaczyć i podkreślić, że jeśli w wyniku działania opisanych wyżej mechanizmów rynkowych OSP identyfikuje brak możliwości zbilansowania systemu, wynikający np. ze zbyt wysokiego nieplanowego poboru lub zbyt wysokiej nieplanowej generacji, jest on zobowiązany podjąć wszelkie możliwe działania dla zbilansowania popytu i podaży. Stąd przy wyczerpaniu dostępnych dla OSP regulacyjnych rezerw mocy i przy utrzymującym się niezbilansowaniu, musi on podjąć działania pozarynkowe. W przypadku nadwyżki generacji operator musi wydać polecenie redukcji generacji (redukcji tzw. generacji niedysponowanej centralnie, znajdującej się poza bezpośrednią kontrolą OSP), a przypadku niedoboru generacji będzie musiał podjąć decyzję o ogłoszeniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw i wprowadzić dla odbiorców ograniczenia w zakresie poboru energii elektrycznej (tzw. „stopnie zasilania”, czyli administracyjny obowiązek zmniejszenia poboru przez określonych odbiorców, zgodnie z wcześniej ustalonym planem wprowadzania ograniczeń) lub też jako ostateczny środek zastosować awaryjne odłączenie odbiorców poprzez wyłączenie wybranych linii i transformatorów średniego lub niskiego napięcia.

## Kształtowanie zachowań uczestników rynku poprzez ceny

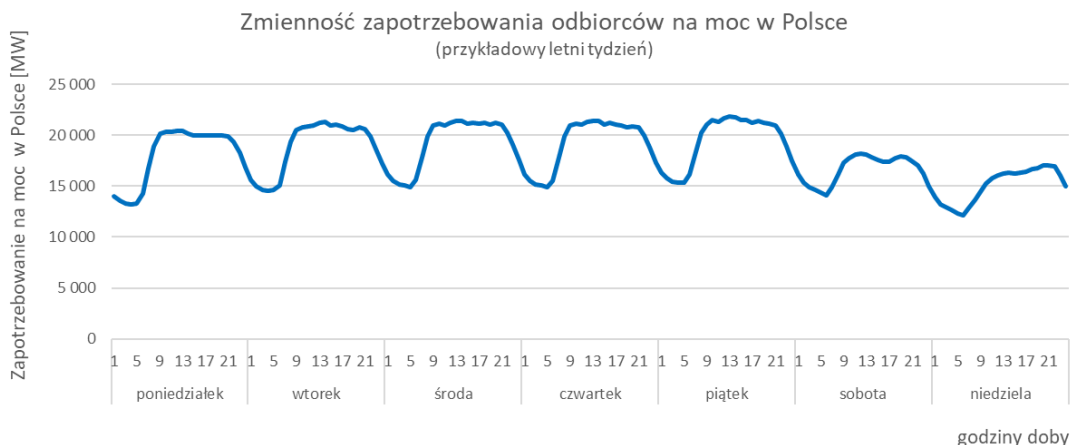
Cena energii zmienia się w czasie i osiąga różną wartość w zależności od sytuacji bilansowej, czyli relacji podaży do popytu. Sytuacja bilansowa zmienia się w zależności od zmienności zapotrzebowania (do niedawna był to najważniejszy czynnik cenotwórczy) oraz zmienności podaży generacji (obecnie jest to coraz ważniejszy czynnik, nierzadko ważniejszy od wielkości samego zapotrzebowania odbiorców). Przykładowy przebieg zapotrzebowania odbiorców został pokazany na Rys. 2 poniżej.

Dobowy kształt krzywej zapotrzebowania jest dość podobny w dni robocze, malejąc istotnie w weekendy oraz dni wolne od pracy. Przebieg krzywej zapotrzebowania jest odzwierciedleniem zachowania odbiorców, koniunktury przemysłu, itd. W skali makro można zauważyć istotne różnice sezonowe oraz pomiędzy poszczególnymi latami (zwłaszcza w czasie pandemii), w skali mikro można zauważyć nawet takie zjawiska jak przerwa podczas ważnego meczu piłki nożnej.

<sup>7</sup> Zapewnienie wykonalności transakcji zawartych na rynku hurtowym, który to rynek ze względu na swój strefowy charakter pomija sieciowy wymiar rynku energii.

<sup>8</sup> Od kilkunastu minut dla bardzo szybkich źródeł gazowych pracujących w tzw. otwartym cyklu (OCGT) do kilku godzin dla dużych źródeł ciepłych opalanych węglem.





Rys. 2. Przebieg zapotrzebowania odbiorców na moc w Polsce – przykładowy tydzień.

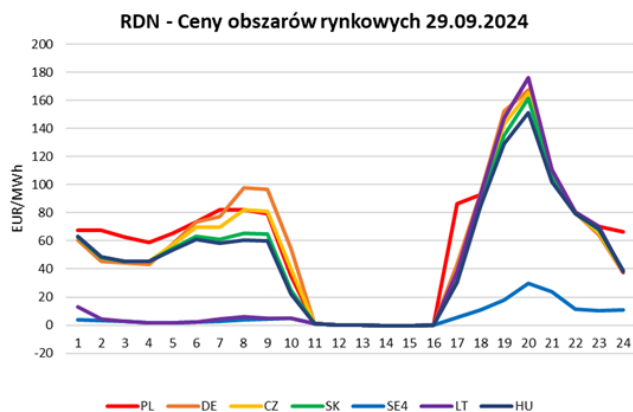
Obecnie, przy wysokim udziale energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym kraju, zmienność wartości energii elektrycznej w czasie jest znacznie wyższa niż w latach ubiegłych. Rys. 3 poniżej pokazuje przebieg cen rynku dnia następnego w Polsce i krajach sąsiadujących dla doby handlowej 29.09.2024 (niedziela). Widać, że niskie niedzielne zapotrzebowanie skutkuje powstawaniem nadwyżek mocy w środku doby w okresie szczytu generacji fotowoltaicznej, powodujących spadek cen hurtowych energii do poziomów około 0 EUR/MWh. Z kolei w godzinach wieczornych, gdy słońce zachodzi, powstaje luka podażowa, która musi być wypełniona przez jednostki konwencjonalne zdolne do produkcji energii elektrycznej niezależnie od warunków pogodowych i zwiększenia generacji na polecenie. Wiele z tych jednostek jest uruchamianych jedynie na okres wieczornego szczytu zapotrzebowania. Jeśli konwencjonalna jednostka wytwórcza jest uruchamiana na zaledwie kilka godzin, koszt jej uruchomienia rozkłada się na małą liczbę godzin, skutkując wysoką ceną.

Ceny energii na rynku hurtowym są kluczowym czynnikiem zdolnym do kształtowania zachowania uczestników rynku. Faktyczna wielkość cenowej elastyczności popytu na energię elektryczną zależy

jednak od jakości i siły sygnału cenowego. Ta 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.

#### Oddziaływanie cen na wytwórców

W przypadku wytwórców reakcja na ceny jest dość naturalna - produkcja energii elektrycznej dla większości technologii wiąże się bowiem koniecznością ponoszenia zmiennych kosztów wytwarzania, w tym np. paliw czy uprawnień do emisji. Tak jest w przypadku generacji opartej np. na węglu kamiennym, węglu brunatnym, gazie czy biomasie. Na wyprodukowanie jednostki energii elektrycznej w tych technologiach wytwórca musi spożytkować określoną ilość paliwa, ponosząc do tego wysokie koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Kiedy cena, za jaką można sprzedać energię elektryczną będzie wyższa niż koszty zmienne wytwarzania, wytwórca ma możliwość uzyskania marży służącej do pokrycia kosztów stałych wytwarzania i wygenerowania zysku. Co ważne, nawet marża w wysokości 1 zł/MWh powinna go zachęcić do pracy, ponieważ nawet niski zarobek na kosztach zmiennych jest lepszy niż jego brak. Każda elektrownia ma bowiem koszty stałe, które są pokrywane właśnie z marży pomiędzy ceną sprzedaży energii elektrycznej (ceną krańcową w danej godzinie), a kosztami zmiennymi wytwarzania. Jeśli jednak cena rynkowa w danej godzinie jest niższa niż koszty zmienne wytwarzania, wytwórca ma bodziec, aby się odstawić i przestać pracować. Ta zachęta może jednak być niewystarczająca do zmniejszenia produkcji lub jej zaprzestania, ponieważ w przypadku niektórych typów źródeł (np. ciepłych) należy uwzględnić techniczne uwarunkowania pracy elektrowni. Należą do nich m.in. minimalny poziom generacji, czyli minimum techniczne jednostki wytwórczej wynoszące zazwyczaj ok. 50% mocy maksymalnej. Ponadto w wielu elektrowniach istnieje tzw. minimum elektrowniane, wymuszające pracę określonej liczby



Rys. 3. Przebieg cen rynku dnia następnego w Polsce i krajach sąsiadujących. 29.09.2024 r.

jednostek wytwórczych<sup>9</sup>. Podejmując decyzję o odstawieniu bloku wytwórczego na krótki czas należy także liczyć się z koniecznością poniesienia kosztów jego ponownego uruchomienia. W rezultacie istnieją przesłanki do sprzedaży energii poniżej kosztów zmiennych wytwarzania, tzn. ze stratą w danej godzinie lub przez kilka godzin, aby maksymalizować przychody i marże w dłuższym okresie.

Oddziaływanie cen na wytwórców jest bardziej złożone w przypadku jednostek wytwórczych, które oprócz przychodów ze sprzedaży energii na rynku otrzymują dodatkowe przychody, np. w ramach tzw. mechanizmów wsparcia<sup>10</sup>. Dotyczy to m.in. odnawialnych źródeł energii. W takim przypadku źródła te nie reagują na ceny hurtowe, ponieważ przychody uzyskiwane z systemów wsparcia likwidują lub istotnie ograniczają ich ekspozycję na niekorzystne rozliczenia na rynku energii. W przypadku źle zaprojektowanych lub przewymiarowanych pod względem wysokości wsparcia subsydiów, źródła takie pozostaną więc w pracy nawet w przypadku bardzo wysokiej nadwyżki generacji w systemie, przez co OSP będzie zmuszony podejmować kosztowne działania zaradcze dla zniwelowania zakłócenia bilansu mocy. W skrajnym wypadku musi sięgać po działania pozarynkowe w postaci redukcji generacji w źródłach odnawialnych<sup>11</sup>.

#### Oddziaływanie cen na odbiorców

Ceny energii elektrycznej mają także zdolność do oddziaływania na odbiorców. Zróżnicowanie cen energii elektrycznej w dobie daje możliwość kształtowania zachowań odbiorców i wytwórców, ponieważ zgodnie z zasadami ekonomii wynikającymi m.in. z praw popytu i podaży, nawet dla wyjątkowego towaru jakim jest energia elektryczna istnieje związek pomiędzy ceną a skłonnością do jej zużycia. Jednak - podobnie jak w przypadku wytwórców - odbiorcy w różny sposób reagują na bodźce cenowe.

Podstawową kwestią jest ekspozycja na ceny, która zależy przede wszystkim od rodzaju posiadanej umowy na zakup energii. Odbiorcy przemysłowi zużywają duże ilości energii, która zależnie od profilu działalności stanowi może istotną pozycję w bilansie kosztów. Optymalizując te koszty, odbiorcy pozyskują często energię bezpośrednio na giełdzie energii lub też za pośrednictwem wyspecjalizowanych spółek obrotu, dostarczających im energię o wymaganych przez przemysł parametrach i profilu

zużycia w poszczególnych okresach. Mogą to być kontrakty ze stałą ceną, na którą strony umowy się uwzględniając godzinowy profil poboru danego odbiorcy. Elastyczni odbiorcy potrafiący aktywnie kształtować swój profil poboru coraz częściej wybierają jednak kontrakty z ceną zmieniającą się w zależności od godziny doby, np. cena rynku dnia następnego z dodatkową marżą sprzedawcy. Zmiana profilu godzinowego zużycia (przesunięcie części zużycia na godziny w których energia elektryczna jest tania) jest w takiej sytuacji bezpośrednio skorelowane ze zmianą (zmniejszeniem) kosztów zaopatrzenia w energię. Ponadto duzi odbiorcy posiadają techniczną zdolność do zmierzenia energii pobranej w każdej jednostce czasu osobno, co jest kluczowym wymaganiami, aby móc realnie funkcjonować na rynku z dynamiczną wyceną. Jeśli więc odbiorca jest w stanie dostosować swój profil zużycia do cen energii, może dzięki temu uzyskać dużą oszczędność kosztów energii elektrycznej. Ma to tym większe znaczenie, im wyższy jest udział kosztów energii elektrycznej w działalności danego podmiotu. W dobie coraz częstszych wysokich nadwyżek generacji fotowoltaicznej w okolicach południa, a co za tym idzie bardzo niskich lub wręcz ujemnych cen energii w tych okresach<sup>12</sup>, świadomy odbiorca może wręcz uzyskać przychód z poboru energii.

Nie wszyscy odbiorcy mają jednak obecnie możliwość skorzystania z sygnałów cenowych występujących na rynku energii. Takim przykładem są odbiorcy indywidualni (gospodarstwa domowe), którzy nie mają zainstalowanych liczników zdalnego odczytu i w zdecydowanej większości mają umowy ze stałą przez całą dobę ceną (tzw. grupa taryfowa G11). Korzystanie przez odbiorców z takich taryf nie motywuje ich do zmiany struktury poboru energii w ciągu doby, może go ewentualnie motywować do ogólnego ograniczania poboru, aby oszczędzić na kosztach zużycia energii. Oczekuje się, że w przyszłości tzw. umowy z ceną dynamiczną będą w Polsce bardziej popularne, niemniej obecnie stanowią one margines. W krajach Europy Zachodniej, zwłaszcza w krajach skandynawskich, taki sposób rozliczenia stanowi zdecydowaną większość zawieranych umów dla odbiorców indywidualnych. W tego rodzaju umowach cena płacona za energię przez odbiorcę zależy od aktualnej wysokości cen na rynku giełdowym dnia następnego (tzw. rynku spot).

Do zawarcia umowy z ceną dynamiczną niezbędne jest posiadanie licznika energii potrafiącego mierzyć

<sup>9</sup> W ramach jednej elektrowni może funkcjonować wiele jednostek wytwórczych, czyli bloków. Często są one ze sobą powiązane technologicznie, przez co nie zawsze możliwe jest uruchomienie lub wyłączenie pojedynczego bloku.

<sup>10</sup> Warto wyjaśnić, że do mechanizmów wsparcia nie można zaliczyć rynku mocy. W odróżnieniu od wsparcia w postaci dopłat do wyprodukowanej energii elektrycznej, moce wytwórcze zakontraktowane na rynku mocy oraz otrzymujące z tego tytułu płatności przyjmują na siebie zobowiązanie bycia technicznie dostępnymi w całym okresie obowiązywania kontraktu oraz utrzymywania zdolności do produkcji energii elektrycznej celem pokrycia zapotrzebowania odbiorców płacących w taryfach sieciowych za koszty tegoż rynku.

<sup>11</sup> <https://www.pse.pl/redysponowanie-nierynkowe>

<sup>12</sup> Ujemna cena energii oznacza, że odbiorca otrzymuje płatność za pobraną jednostkę energii, a wytwórca musi uiszczać płatność za wytworzoną jednostkę energii.

pobraną energię w każdym rozliczanym interwale czasowym (np. 1 godz.). Zgodnie z zapisami Dyrektywy Rynkowej 2019/944, dostawcy energii posiadający co najmniej 200 tys. odbiorców są obecnie zobligowani do zaoferowania swoim klientom umowy z cenami dynamicznymi oraz instalacji tzw. inteligentnego licznika mierzącego zużyty energię osobno dla każdego wycenianego rynkowo interwału czasowego.

Ważnym czynnikiem kształtującym reakcję odbiorców na ceny jest siła sygnału cenowego. Bardzo istotną rolę odgrywają tu koszty dodatkowe, tzw. koszty taryfowe i około-taryfowe. Odbiorca na swoim rachunku może przeczytać, że oprócz kosztów samej energii elektrycznej jako towaru ponosi także koszty opłat związanych z dostarczaniem energii takich jak opłata sieciowa czy jakościowa, ale także opłat nie związanych bezpośrednio z dostarczaniem energii elektrycznej, ale przenoszących koszty „około-taryfowe”, wynikające np. z mechanizmów finansowania wytwarzania np. wsparcia wytwarzania w źródłach OZE (opłata OZE) czy źródeł kogeneracyjnych (opłata kogeneracyjna), zapewnienia długoterminowych zdolności wytwórczych (opłata mocowa), itd. Dla odbiorcy korzystającego z taryfy dynamicznej, w przeciwieństwie do potencjalnie zmieniającej się płatności za zużywaną energię zależnie od godziny doby, inne pozycje na rachunku są rozliczane według stałej stawki, niezależnej od aktualnej ceny energii na rynku spot. Bodziec do zmiany zachowań jest więc mocno tłumiony, lub wręcz może mieć kierunek przeciwny<sup>13</sup>. W kontekście powyższego zasadne jest prowadzenie prac nad wdrożeniem taryf dynamicznych w szerszym zakresie tzn. dynamizujących nie tylko koszty energii, ale także inne opłaty taryfowe. Jest to jednak złożone prawnie i technicznie zagadnienie, ponieważ ww. opłaty przenoszą na odbiorców pewne koszty stałe ponoszone przez podmioty zarządzające systemem elektroenergetycznym. Dynamizacja opłat taryfowych wymagałaby więc zmiany modelu regulacji kosztowej operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego na regulację kosztowo-bodźcową.

### **Ceny dynamiczne - szanse i zagrożenia**

Dynamiczne ceny energii elektrycznej są ważnym narzędziem do zarządzania zużyciem energii, oferując wiele korzyści zarówno dla konsumentów, jak i dla wytwórców. Kluczową korzyścią jest bezpośrednie

skorelowanie ponoszonych przez odbiorców należności za elektryczną z kosztami jej wytworzenia w okresie w którym energia jest faktycznie zużywana. Uczestnicy rynku mogą monitorować ceny energii w czasie rzeczywistym i dostosowywać swoje zachowanie i nawyki konsumpcyjne, osiągając dzięki temu oszczędności (odbiorcy) lub maksymalizując przychody (wytwórcy). System elektroenergetyczny zyskuje dzięki temu większą elastyczność, a lepsze zarządzanie poborem energii przez odbiorców może prowadzić do zmniejszenia potrzeby uruchamiania dodatkowych, droższych źródeł energii. Ceny dynamiczne mogą także wspierać integrację odnawialnych źródeł energii, ponieważ zachęcają one odbiorców do korzystania z energii w okresach wysokiej produkcji OZE, np. w słoneczne dni lub w czasie silnego wiatru, gdy podaż energii się zwiększa i gdy jest ona najtańsza. Dzięki temu możliwe jest maksymalizowanie wykorzystania zielonej energii, co jest kluczowe w dążeniu do dekarbonizacji sektora energetycznego. Sukces transformacji energetycznej, w tym dekarbonizacja przemysłu i transportu, jest w dużej mierze uzależniony od zdolności odbiorców do zmiany swoich zachowań.

Wdrożenie dynamicznych cen energii wymaga jednak zwiększenia świadomości odbiorców. Najczęściej energia elektryczna pobierana jest przez odbiorców po stałej cenie, co eliminuje ryzyko zmienności cen energii, ale nie pozwala na uzyskanie dodatkowych korzyści i oszczędności ze zwiększonej elastyczności poboru. Przykład kryzysu energetycznego w Teksasie w lutym 2021 roku pokazuje jakie skutki może mieć ekspozycja odbiorców na ceny dynamiczne w momencie huśtawki cenowej. W wyniku bardzo surowej zimy, zapotrzebowanie na energię wzrosło na tyle wysoko, że system energetyczny nie był w stanie dostarczyć wystarczającej ilości energii. Doprowadziło to do drastycznych wzrostów cen na rynku, a w niektórych dniach stawki wzrosły do 9.000 dolarów za megawatogodzinę. Konsekwencją były bardzo wysokie rachunki za energię elektryczną, wynikające częściowo z braku zrozumienia mechanizmów wyceny energii przez odbiorców, a częściowo z braku innych substytutów dla energii elektrycznej, którą odbiorcy musieli zużywać niezależnie od jej wysokiej ceny. Kryzys ten uwypuklił ryzyko, które niesie ze sobą brak wystarczających zabezpieczeń dla konsumentów w systemach z dynamicznymi cenami. Wielu klientów zdecydowało się później na zmianę swoich umów na umowę ze stałą ceną.

<sup>13</sup> Np. opłata mocowa pobierana jest od dużych i średnich odbiorców komercyjnych w tzw. godzinach szczytu, tj. dni robocze od 7-22, podczas gdy w okresie letnim i nadprodukcji w źródłach OZE w godzinach okołopołudniowych, ceny są często najniższe lub wręcz ujemne.

Ceny dynamiczne są stałym elementem rynku energii elektrycznej. Co więcej, z uwagi na cechy energii elektrycznej oraz konieczność nieustannego dostosowywania podaży do popytu na energię elektryczną, ceny dynamiczne są niezbędnym elementem stymulującym dostosowywanie się do siebie zachowań odbiorców i wytwórców, stabilizującym przez to pracę systemu. Optymalna jakość sygnałów cenowych wymaga jednak uzyskania od uczestników rynku dobrego zrozumienia zasad wyceny

energii, aby mogli podejmować w pełni świadome decyzje o poborze lub produkcji energii elektrycznej. Nie można także zapominać o mechanizmach ochronnych minimalizujących ryzyko związane z wahaniami cen, zwłaszcza dla odbiorców wrażliwych. Kwestia równowagi pomiędzy elastycznością cen, a ochroną najbardziej wrażliwych grup społecznych musi być uwzględniona w projektowaniu przyszłych rozwiązań w sektorze energetycznym.

## Rynek bilansujący jako warunek jakości sygnału cenowego

Skuteczność bodźca cenowego jako stymulanta do zmiany zachowania zależy od jakości tego bodźca, czyli od wielkości ceny i ryzyka ekspozycji na nią. Na rynku energii elektrycznej kluczowym bodźcem do kształtowania zachowań są zasady rynku bilansującego. Dobrze zaprojektowany rynek bilansujący motywuje do skrupulatnego planowania pracy zasobów i dokonywania odpowiednich zakupów na rynku hurtowym, aby nierównowaga między podażą a popytem, którą musi zarządzać w czasie rzeczywistym operator systemu przesyłowego, była jak najmniejsza, a system pracował bezpiecznie, przewidywalnie i stabilnie. Źle zaprojektowany rynek bilansujący zachęca z kolei do arbitrażu między rynkiem hurtowym i rynkiem bilansującym. Taki arbitraż jest bardzo niepożądany, ponieważ odbywa się kosztem bezpieczeństwa pracy systemu oraz skutkuje ponoszeniem dodatkowych kosztów przez operatora systemu przesyłowego, które są następnie przenoszone na odbiorców końcowych jako jeden ze składników taryf sieciowych. Co więcej, coraz częściej pojawiają się sytuacje wyczerpywania przez OSP dostępnych środków do bilansowania systemu, skutkując zaburzeniem salda handlowo-technicznego kraju i odchyłką częstotliwości od wielkości znamionowej 50Hz, negatywnie wpływając na stabilność pracy całego europejskiego systemu elektroenergetycznego.

Rynek bilansujący jest ostatnią szansą na zaspokojenie potrzeb uczestników rynku. Jak zostało podkreślone w poprzednim rozdziale, jest to szczególnego rodzaju rynek. Można go porównać do sklepu całodobowego, w którym towar jest zawsze dostępny<sup>14</sup>. Jeśli uczestnik rynku nie zabezpieczył swoich potrzeb energetycznych poprzez zakup energii na rynku hurtowym, OSP nie jest w stanie zabronić mu poboru energii z sieci w czasie rzeczywistym, czyli właśnie za pośrednictwem rynku bilansującego. Uczestnicy rynku w sposób naturalny mają skłonność do arbitrażu, tj. wykorzystywania szans rynkowych

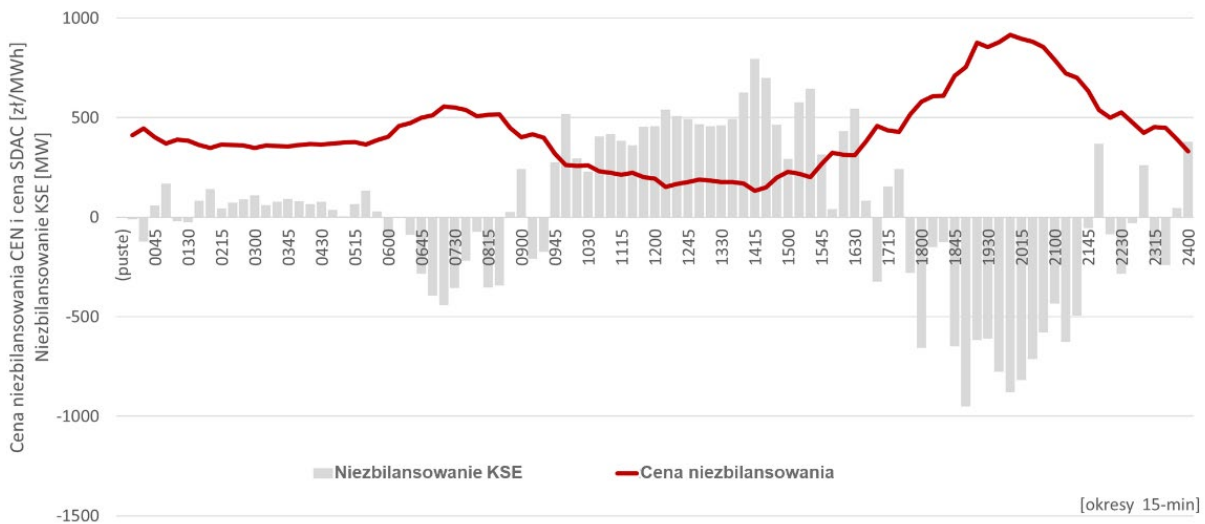
wynikających z różnej wyceny tego samego towaru w różnych horyzontach czasowych. Ta sama energia, np. energia dostarczana w czwartek 10 października o godz. 12-13, może mieć różną wartość w zależności od momentu zawierania transakcji. Przykładowo, wycena tej energii na rynku dnia następnego, czyli w godz. 12-13 w dniu poprzedzającym wyniosła 166,68 zł/MWh. Na rynku dnia bieżącego ta sama energia była warta średnio ok. 63 zł/MWh, podczas gdy na energia wprowadzona nieplanowo do systemu między godz. 12-13 została w ramach rynku bilansującego wyceniona na pomiędzy ok. -75 a -90 zł/MWh<sup>15</sup>. Taka wycena energii wskazuje na to, że uczestnicy rynku posiadając nadwyżki energii nie sprzedali jej na rynku dnia następnego tylko zdecydowali się, w sposób mniej lub bardziej świadomy, wprowadzić energię nieplanowo do systemu narażając się na jej niekorzystne rozliczenie. W rezultacie za energię wprowadzoną nieplanowo do systemu, zamiast przychodu możliwego do uzyskania na rynku dnia następnego musieli zapłacić za jej odebranie - właśnie wspomniane powyżej ok. -90 zł/MWh. Różnica między ceną na rynku dnia następnego oraz ceną rozliczenia za nieplanową produkcję lub pobór energii z rynku bilansującego jest miarą zachęt do zbilansowania przenoszonych przez zasady rynku bilansującego.

Jakość sygnałów na rynkach bilansujących w Europie różni się od siebie znacząco. Na niektórych rynkach, np. niemieckim, holenderskim czy belgijskim, ceny niezbilansowania potrafią być 10-krotnie wyższe niż ceny rynku dnia następnego (lub odpowiednio 10-krotnie niższe, zależnie od tego, czy system jest przekontraktowany czy niedokontraktowany). Tak agresywna wycena energii na rynku bilansującym zmusza uczestników rynku do bardzo ostrożnego zarządzania portfelem, dzięki czemu system pracuje przewidywalnie i stabilnie, a rynek hurtowy dobrze wycenia sytuację bilansową. Wejście z otwartą

<sup>14</sup> Wyjątkiem są sytuacje awaryjne, kiedy to nierównowaga między podażą i popytem jest tak duża, że operator nie jest w stanie w żaden sposób tym zarządzić i jest zmuszony sięgnąć po działania nadzwyczajne, w postaci np. ograniczania poboru przez wyłączanie poszczególnych odbiorców lub ich grup.

<sup>15</sup> Cena ujemna oznacza, że wytwórca za wprowadzenie energii do systemu musi zapłacić.

## Ceny niezbilansowania vs niezbilansowanie KSE



Rys. 4. Średni profil niezbilansowania KSE oraz cen niezbilansowania, za okres 14 czerwca – 30 września.

pozycją na rynek bilansujący może w tych krajach być bardzo bolesne kosztowo, dzięki czemu uczestnicy rynku mają dobrą motywację do pokrywania swoich potrzeb energetycznych na rynku hurtowym. Sygnały cenowe działają więc tam znacznie skuteczniej, generując odpowiednio silne bodźce do kształtowania zachowań. Mówiąc inaczej – w interesie każdego uczestnika rynku jest możliwie najbardziej precyzyjne planowanie produkcji lub zapotrzebowania oraz dostosowywanie ich do zakontraktowanych wolumenów. W razie błędów lub wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń w rodzaju awarii może skorzystać z rynku bilansującego, ale ceny, które tam zastanie, będą co do zasady niekorzystne.

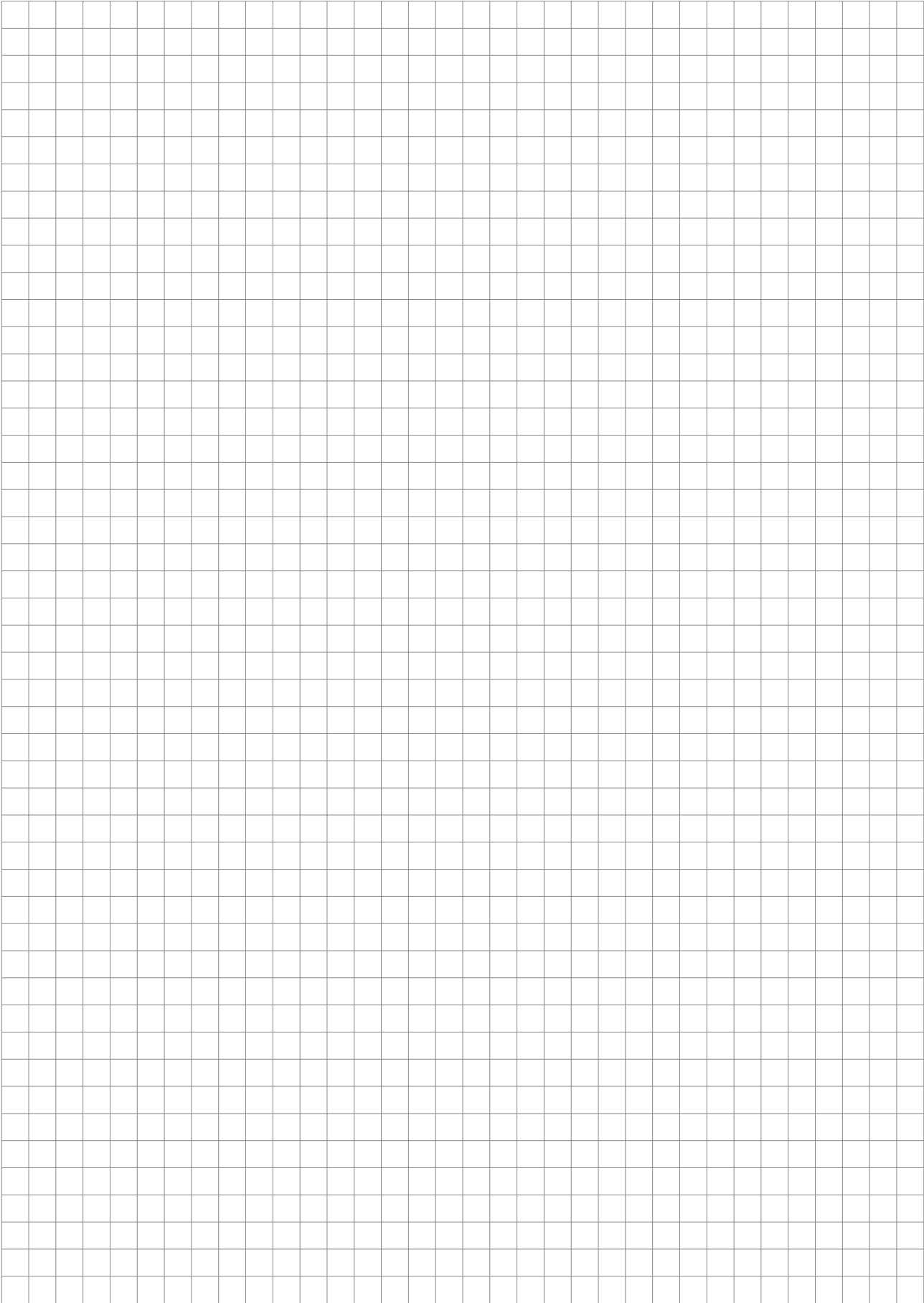
W Polsce jakość sygnałów cenowych na rynku bilansującym znacząco poprawiła się po reformie zasad rynku wdrożonej od 14 czerwca 2024. Jakość bilansowania także stopniowo poprawia się, niemniej pozostawia ona nadal bardzo wiele do życzenia. Ceny na rynku bilansującym oraz opłaty za niezbilansowanie (nieplanowy pobór lub generację) są w Polsce znacznie mniej penalizujące niż na przywołanych rynkach zagranicznych, przez co bodźce do poprawy planowania są bardzo często niewystarczające. Na Rys. 4 poniżej pokazano średnie niezbilansowanie KSE za okres od 14 czerwca do 30 września 2024. Można zauważyć systemowe, bardzo wysokie niedokontraktowanie systemu w godzinach

szczytu wieczornego (tj. uczestnicy rynku nie dokonują zakupu energii na rynku hurtowym, tylko pobierają nieplanowo energię z rynku bilansującego) oraz systemowe przekontraktowanie systemu w godzinach szczytu generacji fotowoltaicznej (tj. uczestnicy rynku nie dokonują sprzedaży energii na rynku hurtowym, tylko wprowadzają ją nieplanowo do systemu)<sup>16</sup>. Co więcej, zdarzają się dni, w których wielkość niezbilansowania z którą zmuszony jest borykać się OSP przekracza dla niektórych godzin 2-3 tys. MW, czyli więcej niż wielkość zakontraktowanych przez OSP rezerw mocy. To jest bardzo niepokojące zjawisko, zagrażające bezpieczeństwu pracy KSE.

Kwestia zachęt do bilansowania dla uczestników rynku jest przedmiotem wnikliwych analiz OSP - nie tylko w Polsce, ale w każdym kraju UE. Europejscy operatorzy monitorują jakość tych zachęt, podejmując działania nakierowane z jednej strony na poprawę jakości planowania oraz minimalizację niezbilansowania danego systemu, a z drugiej strony na zwiększenie dostępności szybkich mocy bilansujących zdolnych do zniwelowania niezbilansowania systemu w czasie rzeczywistym. Uwzględniając oczekiwany dalszy wzrost udziału generacji pogodozależnej, siła sygnałów cenowych determinujących jakość bilansowania po stronie uczestników rynku ma fundamentalne znaczenie dla bezpieczeństwa i stabilności pracy systemu elektroenergetycznego.

<sup>16</sup> Warto podkreślić, że zgodnie z zasadami na rynku bilansującym, takie działanie jest dla uczestników rynku finansowo niekorzystne, tj. przy przekontraktowaniu KSE cena jaką można uzyskać za nieplanowe wprowadzanie energii do systemu będzie co do zasady mniej korzystna, niż cena rynku dnia następnego.

**Notatki**

A large grid of graph paper, consisting of 28 columns and 30 rows of small squares, intended for taking notes. The grid is empty and occupies the majority of the page below the title.





Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

ul. Warszawska 165

05-520 Konstancin-Jeziorna

[pse@pse.pl](mailto:pse@pse.pl)

[www.pse.pl](http://www.pse.pl)