

RAPORT

WPŁYW ZMIAN REGULACYJNYCH

NA RYNEK ENERGII W POLSCE

NOWY MODEL RYNKU?



**Raport opracowany przez Towarową Giełdę Energii S.A.
oraz Kancelarię WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr sp. k.**

AUTORZY RAPORTU

Zespół Towarowej Giełdy Energii S.A.
pod kierownictwem Grzegorza Żarskiego z udziałem:

Pawła Dyderskiego

dr. Marcina Sienkiewicza

Rafała Staśkiewicza

Zespół Kancelarii WKB

pod kierownictwem Macieja Szambelańczyka

oraz dr. Jerzego Baehra z udziałem:

Małgorzaty Buraczewskiej

Hanny Przewickiej-Kamdar

Krzysztofa Sikorskiego

Macieja Ziemanna



Warszawa, 24 kwietnia 2023 r.



01

Wprowadzenie

5

02

Streszczenie kierownicze oraz kluczowe konkluzje i rekomendacje

9

- Przebieg kryzysu energetycznego w 2022 roku i podjęte działania 10
- Kluczowe wnioski i rekomendacje 14

03

Kryzys energetyczny 2021–2022

17

- Geopolityczne źródła kryzysu energetycznego UE 18
- Odpowiedź UE na działania Federacji Rosyjskiej 19
- Wrażliwość energetyczna Unii Europejskiej i Polski 20
- Kryzys energetyczny i jego konsekwencje 24
 - *Wzrost cen surowców energetycznych* 24
 - *Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂* 26

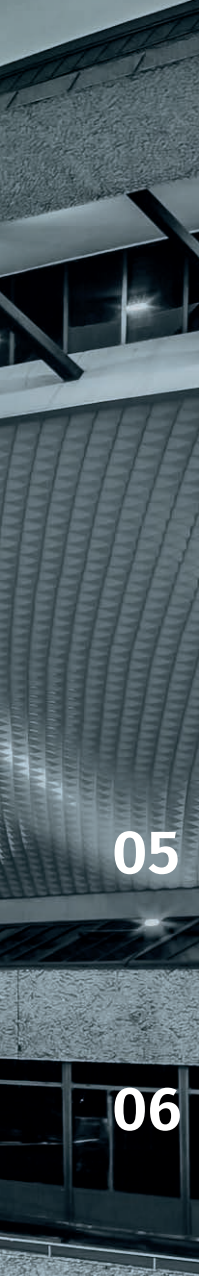


04

Zmiany regulacyjne jako odpowiedź na kryzys energetyczny

29

• Unijne środki ograniczania cen energii elektrycznej – Rozporządzenie (UE) 2022/1854 z 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii	30
- Środki dotyczące zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną	31
- Price cap – obowiązkowy pułap dochodów rynkowych określony Rozporządzeniem	32
• Krajowe środki ograniczania cen energii elektrycznej – ustawa z 7 października 2022 roku oraz ustawa z 27 listopada 2022 roku i pozostałe aktualizacje ustawy	34
- Wprowadzenie	34
- Zamrożenie cen energii elektrycznej i stawek opłat dystrybucyjnych	34
- Cena maksymalna energii elektrycznej	35
- Środki realizacji postanowień Rozporządzenia dotyczących limitu dochodów rynkowych	36
- Kluczowe dylematy prawne wynikające z wdrożenia środków związanych z realizacją Rozporządzenia i pozostałych mechanizmów ograniczenia cen energii elektrycznej	37
- Sposób ustalenia dochodu, od którego obliczany jest odpis na Fundusz	
- Horyzont czasowy regulacji dotyczących odpisu na Fundusz	
- Częste zmiany przepisów i ryzyka regulacji	



05

• Inne środki krajowe wpływające na hurtowy rynek energii, przyjęte w trakcie kryzysu energetycznego	39
- <i>Zmiany dotyczące ceny na rynku bilansującym</i>	39
- <i>Zniesienie obliża giełdowego na rynku energii elektrycznej</i>	40
• Projekt rozporządzenia dotyczącego poprawy kształtu europejskiego rynku energii elektrycznej	42
- <i>Wprowadzenie</i>	42
- <i>PPA i kontrakty różnicowe</i>	42
- <i>Huby wirtualne</i>	44
- <i>Obowiązek hedge'owania cen energii</i>	44
- <i>Regulacje dotyczące kryzysu cenowego</i>	45
- <i>Pozostałe środki</i>	45

Wpływ zmian regulacyjnych na rynek energii elektrycznej w Polsce

47

• Wpływ Rozporządzenia oraz ustawy o środkach nadzwyczajnych na funkcjonowanie rynku hurtowego	48
• Zniesienie obliża giełdowego dla energii elektrycznej	49
• Wstępna ocena propozycji reformy rynku w ramach projektu rozporządzenia dotyczącego poprawy kształtu europejskiego rynku energii elektrycznej	50

06

Perspektywy zliberalizowanego modelu rynku energii w Polsce

53

• Stan rynku energii elektrycznej w 2023 roku	54
• Perspektywy dla rynku energii elektrycznej	56





WPROWADZENIE

Kryzys, który w 2022 roku dotknął rynki energii elektrycznej w całej Unii Europejskiej, ze względu na swoją skalę oraz gwałtowność był (i jest) uznawany za zjawisko bezprecedensowe na przestrzeni ostatnich dekad. Jego źródła upatruje się w sferze decyzji politycznych podmiotów zewnętrznych wobec Unii Europejskiej, a w szerszym kontekście toczącej się wojny rosyjsko-ukraińskiej oraz globalnego układu funkcjonowania rynków energii. Nie bez znaczenia są również obecne zasady działania systemu handlu emisjami CO₂ w Unii (EU ETS), wpływającego bezpośrednio na ceny energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł konwencjonalnych.

Bieżące i przewidywane konsekwencje ekonomiczne kryzysu energetycznego wywołały reakcję polskiego rządu oraz organów unijnych, przede wszystkim w postaci różnorodnych zmian regulacyjnych. Zrozumiała w zaistniałej sytuacji aktywność interwencyjna władz publicznych skłania jednocześnie do refleksji nad efektywnością wprowadzanych rozwiązań, a zatem również nad przyszłością dotychczas funkcjonującego w Polsce zliberalizowanego modelu rynku energii elektrycznej. Niniejszy raport jest próbą odpowiedzi na stawiane przez wielu uczestników rynku oraz innych interesariuszy pytanie: jaka będzie dalsza formuła jego funkcjonowania, a zwłaszcza czy będziemy mieć do czynienia z istotną zmianą jego modelu działania?

Użyte w raporcie pojęcie model rynku oznacza przede wszystkim zespół generalnych zasad jego funkcjonowania, wyodrębnione kategorie jego uczestników oraz wewnętrzną strukturę. Współczesny polski rynek energii elektrycznej niemal od 30 lat formował się i działał przede wszystkim na podstawie rozwiązań wypracowanych w Unii Europejskiej w ramach modelu zliberalizowanego. Charakterystyczne dla niego podstawowe reguły gry

mają umocowanie w ustawodawstwie wspólnotowym (III pakiet energetyczny z 2009 roku), które zostało zaimplementowane do krajowego systemu prawnego (przede wszystkim na drodze kolejnych nowelizacji Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹).

Zakładają one przede wszystkim:

- wolną konkurencję w zakresie wytwarzania i obrotu energią elektryczną,
- oddzielenie działalności obrotowej i wytwórczej od przesyłowej (zasada unbundlingu),
- dostęp stron trzecich do infrastruktury przesyłowej (zasada TPA, ang. third party access),
- możliwość nieskrępowanej zmiany dostawcy energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego,
- rynkowy mechanizm ustalania cen za energię elektryczną.

Wymienione wyżej zasady tworzą wewnątrz siebie spójną konstrukcję, a utrzymanie ich kompletnego katalogu decyduje o zachowaniu całego modelu oraz jego efektywnym funkcjonowaniu, m.in. w zakresie wolnej konkurencji i możliwości zmiany dostawcy. Sprzyja temu odpowiednio ukształtowana struktura rynku, zwłaszcza w segmentach wytwórczym i sprzedażowym. Wielość podmiotów działających w tych obszarach w naturalny sposób wpływa korzystnie na zachowanie konkurencji, a zatem realnej dla odbiorców końcowych opcji wyboru spośród zróżnicowanych ofert sprzedaży energii elektrycznej.

¹ T.j. Dz.U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.

Gwarancją utrzymania ww. konkurencji jest natomiast swobodny mechanizm ustalania cen w obszarach hurtowym oraz detalicznym. Model zliberalizowany to efekt wieloletniego wysiłku regulacyjnego i organizacyjnego, służącego równoważeniu interesu odbiorców końcowych i innych uczestników obrotu przy jednoczesnym zapewnieniu rozwoju gospodarki narodowej oraz bezpieczeństwa energetycznego. Nie bez znaczenia pozostaje również wysoki stopień integracji technicznej i produktowej europejskich giełd energii elektrycznej w mechanizmach łączenia rynków². Osiągnięcie pełnego połączenia i stworzenie wspólnego, opartego na jednolitych zasadach rynku energii było w ostatnich latach priorytetem dla całej Unii. Zakończony sukcesem proces miał służyć m.in. zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego i uzyskaniu przez odbiorców końcowych jak najszerszych możliwości wyboru dostawcy energii oraz różnorodności ofert przy sprawnie funkcjonującym modelu hurtowym. Unijna polityka integracji została oparta na założeniu, że sytuacja ekonomiczna odbiorców ulegnie poprawie dzięki łączeniu rynków i wspieraniu konkurencji.

Zliberalizowany model rynku energii elektrycznej stanowi punkt odniesienia dla przeprowadzonej w raporcie analizy oraz sformułowanych konkluzji i rekomendacji. Wspomniana analiza obejmuje w pierwszej kolejności opis źródeł zaistniałego kryzysu oraz prezentację czynników, które wpłynęły na jego dynamikę. Mają one charakter pozarynkowy – jak wyżej zaznaczono, ich źródeł należy szukać w przeciwstawnych strategiach realizowanych przez graczy geopolitycznych. Zastosowane przez Federację Rosyjską narzędzia nacisku ekonomicznego oraz reakcja Unii Europejskiej na ich użycie wywarły duży wpływ na związane z elektroenergetyką rynki

gazu ziemnego i węgla kamiennego, a pośrednio także dwutlenku węgla (uprawnień do emisji CO₂). Gwałtowne wzrosty cen na tych rynkach przeniosły się niemal automatycznie na rynki energii elektrycznej w UE. Dokładne omówienie tego zagadnienia służy lepszemu zrozumieniu kontekstu, w jakim ośrodek rządowy przeprowadził interwencje regulacyjne wobec hurtowego i detalicznego rynku energii elektrycznej w Polsce. Opis zastosowanych w odpowiedzi na kryzys energetyczny zmian legislacyjnych znajduje się w drugim rozdziale raportu. W trzecim jego autorzy, uwzględniając aspekty formalny i rynkowy, skoncentrowali się na zbadaniu głębokości i trwałości wpływu wprowadzonych rozwiązań na zasady działania i strukturę dotychczasowego modelu rynku energii elektrycznej. Analiza ta jest podstawą do wstępnej oceny stopnia zachowania dotychczasowej struktury zliberalizowanego rynku oraz perspektyw jego ewentualnej dalszej ewolucji w kierunku nowego modelu. Ze względu na dynamikę sytuacji i prawdopodobnie jeszcze niezakończony proces zmian regulacyjnych oceny tej nie należy oczywiście przyjmować jako ostatecznej. Można ją natomiast traktować jako przyczynek do dalszej intelektualnej refleksji oraz publicznej dyskusji nad wyborem optymalnych rozwiązań dla polskiego rynku energii elektrycznej.

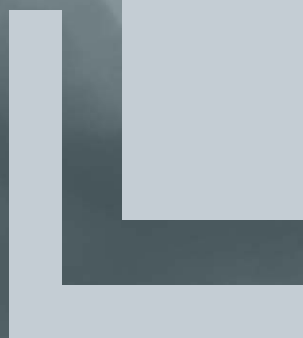


² Termin łączenie rynków odnosi się do celu stworzenia wzajemnie połączonego (europejskiego) rynku energii elektrycznej. Łączenie rynków ma na celu łączenie obszarów regulacyjnych i obszarów rynkowych w celu ujednoczenia różnych systemów wymiany energii elektrycznej, a w szczególności zmniejszenia różnic cenowych. W ten sposób rynek energii elektrycznej jest w pewnym stopniu dostosowany do fizycznej rzeczywistości przepływów energii elektrycznej, ponieważ sąsiednie sieci elektroenergetyczne są w każdym przypadku fizycznie wzajemnie połączone, a energia elektryczna zawsze przebiega najkrótszą drogą od producenta do konsumenta – przez granice rynku. Systemy łączenia rynków istnieją zarówno w obrocie rynku dnia następnego, jak i na rynkach dnia bieżącego.





**STRESZCZENIE
KIEROWNICZE
ORAZ KLUCZOWE
KONKLUZJE
I REKOMENDACJE**



PRZEBIEG KRYZYSU ENERGETYCZNEGO W 2022 ROKU I PODJĘTE DZIAŁANIA

→ Kryzys cenowy na unijnym i krajowym rynku energii elektrycznej, jaki zaistniał w 2022 roku, został ukształtowany przede wszystkim przez czynniki geopolityczne. Do drastycznych wzrostów cen energii przyczyniła się rosyjska agresja na Ukrainę oraz działania Federacji Rosyjskiej wobec partnerów gospodarczych, ukierunkowane głównie na podniesienie cen gazu ziemnego na rynkach unijnych. W tej sytuacji ujawniła się duża zależność energetyczna Unii od rosyjskich surowców, zwłaszcza gazu ziemnego.

→ Wywołany ww. działaniami wzrost cen gazu ziemnego oraz skorelowanych z nim cen pozostałych surowców służących do wytwarzania energii elektrycznej przełożył się na wysokie ceny samej energii. Wpłynęły na to również czynniki techniczne i atmosferyczne (obniżenie możliwości generacji energii elektrycznej w niektórych źródłach, przede wszystkim jądrowych i wodnych) oraz te dotyczące strony popytowej – zwiększenie zapotrzebowania na energię po okresie jego chwilowego obniżenia w czasie pandemii COVID-19.

→ W odpowiedzi na działania Federacji Rosyjskiej oraz w obliczu szeroko rozumianego kryzysu energetycznego Unia Europejska i Polska wprowadziły wiele sankcji ograniczających znacząco możliwość korzystania przez podmioty gospodarcze z rosyjskich paliw kopalnych.

→ Aby ochronić integralność europejskiego rynku energii elektrycznej oraz uniknąć zagrożenia realizacji celów klimatycznych, konieczna okazała się szybka reakcja legislacyjna na poziomie unijnym. Przyjęła ona formę Rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z 6 października 2022 r.

w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii („Rozporządzenie”), które określa wiele środków sprzyjających walce z gwałtownym wzrostem cen.

→ Rozporządzenie zobowiązało państwa członkowskie do podjęcia odpowiednich działań w celu obniżenia zużycia energii elektrycznej, zwłaszcza w godzinach szczytu. Ponadto określony został maksymalny pułap dochodów rynkowych, który może być osiągnięty przez wytwórców energii z niektórych źródeł (źródeł inframarginalnych, charakteryzujących się niskimi kosztami marginalnymi).

→ Komisja Europejska dostrzegła, że wzrost cen paliw kopalnych oraz uprawnień do emisji CO₂ przełożył się na wyższe ceny sprzedaży energii elektrycznej produkowanej również w tych źródłach, które nie wykorzystują ww. surowców ani nie są zobowiązane do umarzania tychże uprawnień. Niektórzy wytwórcy uzyskali więc wysokie przychody, niepowiązane wprost ze zwiększonymi kosztami wytwarzania. Pułap wprowadzony Rozporządzeniem wyniósł 180 EUR/MWh. Sposób jego implementacji pozostawiono jednak do decyzji poszczególnych członków UE.

→ Państwa członkowskie zostały ponadto uprawnione do poszerzenia zakresu zastosowania ograniczeń przychodu również o inne podmioty (np. sprzedawców energii elektrycznej) oraz do wprowadzania limitów idących dalej niż określone Rozporządzeniem.

→ Polski ustawodawca zdecydował o zastosowaniu czasowego ograniczenia przychodów, zarówno w odniesieniu do wytwórców energii

elektrycznej, jak i do jej sprzedawców, którzy zostali zobowiązani do dokonywania odpisów na Fundusz Wyłaty Różnicy Ceny. Skorzystano przy tym ze swobody, jaką Rozporządzenie pozostawia krajowym prawodawcom w zakresie kształtowania limitu przychodu dla poszczególnych grup podmiotów. Ponadto przyjęto wiele środków mających na celu bezpośrednie odciążenie odbiorców końcowych, dotkniętych nagłym wzrostem cen energii elektrycznej, w postaci zamrożenia tychże cen i stawek opłat dystrybucyjnych oraz określenia ceny maksymalnej.

➔ Prawodawcy unijny i krajowy zdecydowali się więc na ograniczenie jednej z kluczowych zasad zliberalizowanego rynku energii elektrycznej – rynkowego mechanizmu ustalania cen.

➔ Polskie regulacje przygotowywane były w niezwykle szybkim tempie, w dynamicznie zmieniającej się sytuacji rynkowej i jako całość mogą zostać ocenione pozytywnie. Nie są one jednak pozbawione niedoskonałości. Pomimo stosunkowo niedługiego okresu obowiązywania i dokonania wielu nowelizacji pożądane są kolejne zmiany doprecyzowujące wprowadzone mechanizmy. Niezwykle istotne jest jak najszybsze zweryfikowanie dalszych losów zastosowanych środków (w zakresie ich utrzymania, wycofania lub przedłużenia), zwłaszcza w kontekście zbliżającego się końca okresu obowiązywania rozwiązań wskazanych w rozporządzeniu unijnym (czerwiec 2023 roku).

➔ Polski ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie dwóch innych istotnych mechanizmów wpływających na stan krajowego rynku energii elektrycznej. Pierwszym jest ograniczenie jej ceny na rynku bilansującym poprzez wprowadzenie wartości maksymalnej w ofertach bilansujących, co jest rozwiązaniem spójnym z działaniami podjętymi na nietechnicznym rynku energii elektrycznej.

➔ Drugą istotną zmianą jest zniesienie obliga giełdowego – zobowiązania niektórych wytwórców do sprzedaży energii elektrycznej na rynkach regulowanych. Zniesienie to nastąpiło mimo obaw wyrażanych zarówno przez regulatora, jak i uczestników rynku, motywowanych dbałością o zachowanie jego płynności.

➔ Decyzja o zniesieniu obliga ma charakter polityczno-biznesowy. Została podjęta w związku z oceną prawodawcy, który uznał, że instrument ten spełnił swoje zadanie i nie jest konieczne kontynuowanie jego funkcjonowania. Warto jednak rozważyć wprowadzenie innego mechanizmu, który stymulowałby obrót na rynkach regulowanych i pozwalał na utrzymanie ich płynności oraz wygenerowanie wiarygodnej, opartej na transparentnym, płynnym rynku informacji dla inwestorów.



➔ W kontekście powyższych zmian ekonomiczno-prawnych, mających wyjątkowy, interwencyjny charakter, pojawiło się pytanie o przyszły kształt europejskiego i krajowego rynku energii. W dyskursie publicznym zauważalne są głosy dotyczące potrzeby wprowadzenia nowego modelu omawianego rynku. Zmiana jego kształtu była zapowiadana przede wszystkim przez Komisję Europejską.

➔ Zarówno prawodawca unijny, jak i krajowy zostali postawieni przed koniecznością oceny, czy wprowadzone kryzysowe rozwiązania powinny wejść do stałego repertuaru instrumentów rynkowych i czy potrzebna jest głębsza ingerencja w funkcjonujące mechanizmy. W ocenie autorów raportu dotychczasowy model zliberalizowanego rynku energii elektrycznej jest optymalny. Zastosowane interwencyjne środki regulacyjne były niewątpliwie niezbędne w sytuacji kryzysowej, jednak nie powinny być wykorzystywane po przywróceniu cen do poziomu akceptowalnego dla wszystkich uczestników rynku.

➔ Na takim stanowisku zdaje się również stać Komisja Europejska. W marcu 2023 roku został opublikowany projekt rozporządzenia

w sprawie poprawy kształtu europejskiego rynku energii. Zaproponowane przez Komisję rozwiązania nie zmieniają diametralnie dotychczasowego sposobu funkcjonowania rynku. Ich wprowadzenie ma przyczynić się do ustabilizowania cen przy jednoczesnym zintensyfikowaniu działań inwestycyjnych koniecznych do zrealizowania unijnych celów klimatycznych. Nie są to jednak modyfikacje rewolucyjne w stosunku do obecnego modelu i jego regulacji. Można je określić jako kolejny etap trwającej od kilku lat ewolucji w kierunku jeszcze bardziej zintegrowanego i zdekarbonizowanego rynku energii elektrycznej – odpornego na ewentualne przyszłe nagłe wahania cen.

➔ W zaproponowanych przez Komisję Europejską regulacjach można wyróżnić kilka motywów przewodnich. Pierwszym jest podkreślenie znaczenia zintegrowanego, wspólnego rynku energii w jego dotychczasowym kształcie. Mechanizmy interwencji, choć były potrzebne w obliczu kryzysu energetycznego, nie staną się stałym elementem europejskiej rzeczywistości. Kluczowe znaczenie dla wspierania inwestycji ma stabilność regulacyjna.

➔ Należy wykorzystać potencjał rynkowych instrumentów zabezpieczających. Znaczącą rolę w tym zakresie ma odgrywać hedging terminowy, długoterminowe umowy zakupu energii elektrycznej (PPA) i mechanizmy kontraktów różnicowych (CfD). Trzeba jednak zadbać o to, by PPA i CfD były szeroko dostępne i dobrze zaprojektowane – tak, by ryzyka ponoszone przez obie strony tychże umów były zrównoważone.

➔ Zakłada się ponadto, że mechanizmy zdolności wytwórczych, usług elastyczności oraz inne podnoszące bezpieczeństwo systemowe uzupełniają rynki hurtowy oraz detaliczny energii elektrycznej.

➔ Przewidywany na podstawie obecnie obserwowanych trendów rozwój sytuacji na rynku energii elektrycznej w Polsce będzie się charakteryzować zmianami podmiotowymi. Na skutek wdrożonych zmian regulacyjnych (zniesienia obliwa giełdowego oraz wprowadzenia środków interwencyjnych dotyczących spółek obrotu) oraz

trudności w określeniu długoterminowych kosztów zakupu węgla kamiennego może doprowadzić do zwiększenia roli wytwórców wykorzystujących węgiel brunatny oraz odnawialne źródła energii w zapewnianiu płynności rynku. Wpływ na jego strukturę mogą mieć również czynniki, takie jak koncentracja rynku w wyniku powstania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE) czy kształtowanie strategii handlowych spółek obrotu w zakresie funkcjonowania po okresie interwencji państwowej.

➔ Elementem istotnym z punktu widzenia polskiego rynku energii mogą być kontrakty futures. Wdrożenie takich rozwiązań wymaga jednak pojawienia się nowych graczy z sektora finansowego: z jednej strony – aby zapewnić płynność instrumentom pochodnym, z drugiej – aby wnieść know-how i kompetencje w zakresie usług dla finansowego rynku towarowego.



KLUCZOWE WNIOSKI I REKOMENDACJE

→ **Należy utrzymać dotychczasowy model rynku energii elektrycznej – zliberalizowany i oparty na wypracowanych zasadach** (wolnej konkurencji w zakresie wytwarzania i obrotu energią elektryczną, unbundlingu, TPA, możliwości swobodnej zmiany sprzedawcy oraz ustalania ceny za energię elektryczną z użyciem mechanizmów rynkowych). Jednym z jego elementów powinien być rynek hurtowy, charakteryzujący się transparentnością cen i ich przewidywalnością. **Rynek ten powinien być, tak jak dotychczas, poddany odpowiedniej kontroli i niezależnemu nadzorowi.**

→ **Nie oznacza to jednak petryfikacji dotychczasowych rozwiązań prawnych i biznesowych. Model rynku energii elektrycznej musi podlegać ewolucji, aby nadążyć za zmianami**

społecznymi, ekonomicznymi i technologicznymi. W obecnej sytuacji społeczno-gospodarczej **kluczowe jest zapewnienie dostępności energii przy jednoczesnym uwzględnieniu potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej.** Dlatego obecny model rynku energii elektrycznej musi uwzględnić te kluczowe aspekty. Elementem aktualizacji powinna być **harmonizacja instrumentów wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii** (tak aby nie zakłócać konkurencyjności poszczególnych rynków) i **narzędzi służących długoterminowej stabilności cen.**

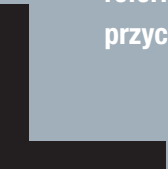
→ **Ingerencja bezpośrednia w rynkowy mechanizm ustalania ceny oraz pośrednia, oparta na narzędziach fiskalnych,** ograniczają swobodę działalności profesjonalnych uczestników rynków hurtowego oraz detalicznego, w tym wytwórców.

Przedłużanie okresu obowiązywania obecnych instrumentów interwencji będzie czynnikiem wstrzymującym rozwój rynku i inwestycji w sektorze elektroenergetycznym. Środki te **powinny mieć bardzo ograniczony zasięg czasowy.**

→ **Rynki giełdowe oraz OTC uzupełnią się wzajemnie**, tworząc wartość dla rynku energii elektrycznej jako całości i stanowiąc pole do zabezpieczania zróżnicowanych potrzeb jej odbiorców. **Należy patrzeć na nie raczej z perspektywy możliwych synergii, a nie dzielących je różnic.** Rynek OTC powinien opierać się na odpowiednich standardach umożliwiających ich właściwą ocenę, np. w postaci specjalnych indeksów czy narzędzi zabezpieczania ryzyka. Zarówno w odniesieniu do hurtowego rynku zorganizowanego, jak i OTC niezbędne jest **zmniejszenie bariery dostępu** dla mniejszych podmiotów.

→ **Rynki terminowy oraz spot są jednakowo istotne.** To od odbiorców końcowych zależy, czy większą wartością jest dla nich terminowa gwarancja cen, czy ich chwilowa zmienność i możliwość optymalizacji poboru lub własnej produkcji energii oraz jej magazynowania. Płynny rynek terminowy jest kluczowy dla długofalowego zabezpieczania cen dla odbiorców. Dlatego **szczególnie ważne jest wprowadzenie odpowiednich mechanizmów regulacyjnych i zachęt dla uczestników rynku, zmierzających w kierunku zwiększenia tej płynności.**

→ **Rynek energii elektrycznej oraz podmioty organizujące go po okresie interwencji powinny być szczególnie wzmacniane**, tak aby jak najszybciej zakończyć trwający kryzys energetyczny – przede wszystkim ze względu na pojawiające się ryzyko jego eskalacji w długotrwały kryzys gospodarczy w Europie.



Powyższe tezy są zasadniczo spójne z założeniami planowanej przez Komisję Europejską reformy rynku energii elektrycznej. Jednak narzędzia, jakie zostały zaproponowane w opublikowanym przez KE projekcie regulacji dotyczących tej reformy, wymagają pogłębionej dyskusji – zwłaszcza w kontekście oceny faktycznego przyczynienia się tych rozwiązań do realizacji celów reformy.



A

PLAN 100%
PLAN 100%
PLAN 80%
PLAN 70%

B

PLAN 70%
PLAN 50%
PLAN 30%

C

PLAN 30%
PLAN 10%

D

PLAN 10%

2022

50

MAGNA

A

2023

50
40
30
20
10

KRYZYS ENERGETYCZNY 2021–2022

DATA

31.5%

75.9%

55.7%

75

25

MET

DOLOR

GEOPOLITYCZNE ŹRÓDŁA KRYZYSU ENERGETYCZNEGO UE

Rynek energii elektrycznej w Polsce, podobnie jak pozostałe rynki wspólnotowe, w 2022 roku znalazł się pod silnym wpływem czynników zewnętrznych generowanych przez wojnę rosyjsko-ukraińską. Konflikt ten dla państw należących do Unii Europejskiej stał się wyzwaniem nie tylko politycznym, lecz również energetycznym. Zdecydowała o tym postawa Federacji Rosyjskiej, która jeszcze w 2021 roku zastosowała wobec krajów należących do UE środki nacisku ekonomicznego, wykorzystując swoją szczególną pozycję na rynkach nośników energii. Narzędziem, które miało negatywnie wpłynąć na sytuację ekonomiczną w Unii, stał się przede wszystkim gaz ziemny.

Gaz ziemny jest surowcem o kluczowym znaczeniu nie tylko dla sektora chemicznego czy innych gałęzi przemysłu, lecz również dla europejskiej elektroenergetyki. Znacząca część unijnego mixsu energetycznego do 2022 roku opierała się na źródłach wykorzystujących gaz jako paliwo służące wytwarzaniu energii elektrycznej. W ramach przyjętego w UE sposobu ustalania cen na rynkach energii elektrycznej, w którym koszty krańcowe najdroższej jednostki koniecznej w danym momencie do zaspokojenia popytu wyznaczają jej poziom (merit order), to elektrownie gazowe stały się punktem odniesienia dla pozostałych wytwórców energii elektrycznej. Wzrost cen gazu ziemnego (jako surowca wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej) powodował zatem wzrost cen energii elektrycznej – i to niezależnie od źródła, z którego energia ta rzeczywiście była wytwarzana.

Podjęte przez Rosję za pośrednictwem Gazpromu działania miały doprowadzić do zburzenia formującej

się po okresie walki z pandemią COVID-19 wywoływanej przez SARS-CoV-2 równowagi podaźowo-popytowej na rynku gazu. W tym celu od połowy 2021 roku rosyjski koncern konsekwentnie ograniczał dodatkowe możliwości zakupu surowca, realizowane poza kontraktami długoterminowymi.

Ryzyko utraty ciągłości dostaw gazu nasiliło się w wyniku rozpoczętej przez Federację Rosyjską 24 lutego 2022 roku pełnoskalowej agresji militarnej na Ukrainę. Działania zbrojne stały się bezpośrednim zagrożeniem dla infrastruktury przesyłowej dostarczającej rosyjski gaz tranzytem przez terytorium Ukrainy. Jednocześnie Rosja podjęła konkretne działania wymierzone w stabilność europejskich rynków tego paliwa, a w konsekwencji pośrednio także w bezpieczeństwo rynków energii elektrycznej. Z poważnym problemem związanym z utrzymaniem dostępu do gazu ziemnego musiał zmierzyć się przede wszystkim rynek niemiecki, na który trafiały dotychczas największe wolumeny rosyjskiego surowca. W czerwcu 2022 roku Gazprom zredukował o 40 proc. swoje dostawy do Niemiec realizowane za pośrednictwem rurociągu Nord Stream 1. Ostatecznie 2 września 2022 roku rosyjski koncern całkowicie wstrzymał dostawy gazu gazociągiem, informując, że zostaną one wznowione po usunięciu awarii technicznych³. Do wznowienia jednak nie doszło.

³ Gazprom: dostawy gazu przez Nord Stream wstrzymane „do usunięcia szkód”, 02.09.2022 r., <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Gazprom-dostawy-gazu-przez-Nord-Stream-wstrzymane-do-usunienia-szkod-8399983.html>.

ODPOWIEDŹ UE NA DZIAŁANIA FEDERACJI ROSYJSKIEJ

Państwa należące do UE, w tym Polska, potępiły rosyjski atak i w większości przypadków zaczęły udzielać politycznego i materialnego wsparcia broniącej się Ukrainie. Już 24 lutego 2022 roku członkowie Rady Unii Europejskiej wydali wspólne oświadczenie, w którym potępił agresję militarną Federacji Rosyjskiej, stwierdzając przy tym, że akt ten rażąco narusza prawo międzynarodowe i zagraża bezpieczeństwu oraz stabilności w Europie i na całym świecie, a także zażądali od Rosji zaprzestania działań wojennych. Niezależnie od tych działań w obliczu łamiącej prawo międzynarodowe rosyjskiej inwazji Parlament Europejski wezwał m.in. do: „(...) ograniczenia importu najważniejszych rosyjskich towarów eksportowych, w tym ropy i gazu (...)”⁴.

W odpowiedzi na zaistniałe zagrożenia dla rynków energetycznych 18 maja 2022 roku Komisja Europejska ogłosiła plan REPowerUE, którego głównym celem jest jak najszybsze uniezależnienie się od Federacji Rosyjskiej w zakresie importu paliw kopalnych: gazu ziemnego, węgla kamiennego i ropy naftowej. Plan ten zakłada zastąpienie rosyjskich surowców energetycznych na drodze zwiększonej dywersyfikacji zakupów od alternatywnych dostawców. W średnio- i dalekookresowej perspektywie paliwa kopalne powinny być z kolei zastąpione przez odnawialne

źródła energii (w tym m.in. biometan i wodór odnawialny)⁵.

Podstawowym narzędziem Unii Europejskiej, uderzającym w rosyjskiego agresora, stały się sankcje ekonomiczne. Od marca 2022 do lutego 2023 roku przyjęto łącznie 10 pakietów sankcyjnych. Bezpośredni wpływ na sytuację europejskich rynków energii miały środki przyjęte w ramach V i VI pakietu, które objęły import rosyjskiego węgla kamiennego i ropy naftowej:

- zakaz zakupu, przewozu lub transferu węgla i innych stałych paliw kopalnych pochodzących z Rosji do UE, począwszy od sierpnia 2022 roku (V pakiet sankcji z 8 kwietnia 2022 r.),
- zakaz zakupu, przywozu lub przekazywania bezpośrednio bądź pośrednio ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych, jeżeli pochodzą one z Rosji lub zostały wywiezione z Rosji. Zakaz wszedł w życie 5 grudnia 2022 roku. Z zakazów tych wyłączona została ropa naftowa dostarczana do państw członkowskich infrastrukturą rurociągową (VI pakiet sankcji z 3 czerwca 2022 r.).

Polska, niezależnie od wdrażanych przez UE działań, podjęła także samodzielne decyzje prowadzące do wygaszenia importu rosyjskich surowców energetycznych. 14 kwietnia 2022 roku prezydent RP podpisał ustawę o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego, na mocy której zakazano przywozu do Polski i tranzytu przez terytorium naszego kraju węgla i koks pochodzących z Rosji i Białorusi⁶.

⁴ Ibidem, pkt. 17.

⁵ Komisja Europejska, komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: plan REPowerEU, Bruksela, 18.5.2022, COM(2022) 230, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>.

⁶ Ministerstwo Finansów, Embargo na import węgla z Rosji z podpisem prezydenta, 15.04.2022 r., <https://www.gov.pl/web/finanse/embargo-na-import-węgla-z-rosji-z-podpisem-prezydenta>.

WRAŻLIWOŚĆ ENERGETYCZNA UNII EUROPEJSKIEJ I POLSKI

Komisja Europejska w materiałach opublikowanych wraz z planem REPowerEU⁷ trafnie wskazała, że źródłem problemów energetycznych UE stała się nadmierna zależność od importu rosyjskich nośników energii. Doprowadziła ona do bardzo wyraźnej ekspozycji na ryzyka o charakterze politycznym. Rosja, co opisano powyżej, wykorzystwała ten stan rzeczy, stosując w zaistniałej sytuacji odpowiednie – energetyczne – narzędzia walki ekonomicznej wobec UE.

O wrażliwości europejskich rynków energii elektrycznej zadecydowało nałożenie się na siebie dwóch elementów: znaczącego udziału gazu ziemnego i węgla kamiennego w wytwarzaniu energii oraz dominującej roli importu w zaopatrzeniu europejskich rynków w te paliwa. Udział tych dwóch nośników energii w europejskim miksie elektroenergetycznym w 2021 roku wyniósł łącznie 33 proc. Dokładna struktura wytwarzania energii elektrycznej według danych Eurostatu została przedstawiona w tabeli 1.

Tabela 1. Udział poszczególnych nośników energii w wytwarzaniu energii elektrycznej w UE w 2021 roku

NOŚNIK	PRODUKCJA (TWH)	UDZIAŁ W PRODUKCJI (%)
Energia jądrowa	731	32,5
Gaz ziemny	550	24,4
Wiatr	386	17,2
Węgiel brunatny	227	10,01
Węgiel kamienny	193	8,6
Energia słoneczna	163	7,2
Razem	2250	100

Źródło: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220630-1>.

⁷ Komisja Europejska, REPowerEU: przystępna cenowo, bezpieczna i zrównoważona energia dla Europy, https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pl.

Jednocześnie głównym dostawcą zarówno gazu, jak i węgla kamiennego dla państw Unii Europejskiej była Federacja Rosyjska. Dokładne dane w tym zakresie zostały przedstawione w tabeli 2.

Tabela 2. Wielkość konsumpcji oraz udział importu w dostawach gazu i węgla kamiennego do Unii Europejskiej

NOŚNIK ENERGII	KONSUMPCJA W 2021	WOLUMEN IMPORTU	UDZIAŁ IMPORTU W ZAOPATRZENIU RYNKÓW GAZU UE (%)	WOLUMEN IMPORTU Z ROSJI	UDZIAŁ ROSYJSKIEGO GAZU W IMPORCIE (%)
Gaz ziemny	412,5 mld m3	356 mld m3	86,3	158 mld m3	44
Węgiel kamienny	160,0 mln ton	103, mln ton	64,5	57,7 mln ton	56

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Duże uzależnienie Unii Europejskiej od importu gazu ziemnego i węgla kamiennego spowodowało podatność rynków europejskich na opisane działania Federacji Rosyjskiej. Obciążony ryzykami geopolitycznymi, oparty na dostawach model zaopatrzenia elektroenergetyki w kluczowe dla niej paliwa, okazał się słabym ogniwem unijnej gospodarki energetycznej.

Rodzima struktura wytwarzania elektroenergetyki wyraźnie różni się od unijnego standardu w tym zakresie. W Polsce podstawowym paliwem

wykorzystywanym w elektroenergetyce jest węgiel kamienny. Jego udział w produkcji energii w ostatnich 10 latach oscylował wokół 50 proc. W 2021 roku na bazie węgla kamiennego wyprodukowano 53,5 proc. wytworzonej w Polsce energii elektrycznej⁸. W tym okresie struktura produkcji energii stopniowo się zmieniała – przede wszystkim na korzyść źródeł odnawialnych oraz gazu. W tabeli 3 przedstawiono dynamikę zmian w strukturze wytwarzania polskiej elektroenergetyki.

Tabela 3. Procentowy udział w krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w latach 2011–2021

ŹRÓDŁA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Węgiel kamienny	55,66	52,86	52,04	51,28	50,62	50,02	48,16	49,86	49,25	46,97	53,60
Węgiel brunatny	32,87	34,78	35,05	34,63	33,11	31,49	31,34	29,70	26,14	24,93	26,14
Gaz ziemny	2,67	2,81	1,94	2,09	2,59	3,55	4,32	5,80	7,62	9,14	7,70
Energia wodna	1,55	1,42	1,70	1,61	1,40	1,47	1,67	1,33	1,55	1,77	1,63
OZE	1,74	2,52	3,63	4,63	6,25	7,24	8,44	7,24	9,03	10,75	10,94
Energia przemysłowa	5,52	5,62	5,64	5,76	6,03	6,23	6,06	6,07	6,41	6,43	b.d.

Źródło: PSE, Raporty KSE z lat 2011–2022.

⁸ PSE, *Raport 2021 KSE*, https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2021#r6_2.

Zużycie gazu ziemnego w Polsce według danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska wyniosło w 2021 roku 228 TWh (ok. 22,8 mld m³)⁹. Dostawy we wskazanym roku zrealizowano dzięki własnemu wydobyciu, które wyniosło 43 TWh, oraz dostawom zewnętrznym wynoszącym 198 TWh (import oraz nabycie wewnątrzspółnotowe). Wartości te

wynoszące łącznie 241 TWh przekroczyły o 13 TWh krajowe potrzeby konsumpcyjne. Uzyskana nadwyżka kierowana była przede wszystkim do podziemnych magazynów gazu oraz w niewielkiej ilości (1,2 TWh) na eksport¹⁰. Dokładną strukturę dostaw gazu ziemnego na rynek krajowy w 2021 roku przedstawia tabela 4.

Tabela 4. Wielkość oraz struktura dostaw gazu ziemnego do Polski w 2021 roku

	WOLUMEN (TWH)	UDZIAŁ W BILANSIE DOSTAW (%)	UDZIAŁ W DOSTAWACH ZEWNĘTRZNYCH (%)
Wydobycie krajowe	43,00	17,84	–
Nabycie wewnątrzspółnotowe	39,16	16,24	19,77
Import z Rosji	111,86	46,40	56,47
Pozostały import	47,04	19,52	23,76

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Wysoki poziom uzależnienia od zewnętrznych dostaw gazu, w tym importu z Rosji, zbliżał sytuację naszego kraju do stanu, jaki był charakterystyczny dla całej Unii Europejskiej. W przeciwieństwie jednak do wielu państw członkowskich UE Polska w ostatnich latach podjęła trud rozbudowy infrastruktury transportowej: terminal LNG w Świnoujściu, Baltic Pipe, interkonektory z Litwą i ze Słowacją. Umożliwiło to realną dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego na rynek krajowy.

W przeciwieństwie do gazu ziemnego większość zapotrzebowania na węgiel kamienny realizowana jest dzięki wydobyciu krajowemu. Według danych Agencji Rozwoju Przemysłu wyniosło ono 52,8 mln ton. Należy jednak podkreślić, że rodzima produkcja

tego surowca znajduje się w wieloletnim trendzie spadkowym. W ostatnich 10 latach obniżyła się z ok. 80 mln ton do ok. 53 mln ton w 2022 roku¹¹. Import węgla kamiennego w 2022 roku osiągnął natomiast wielkość 20,3 mln ton¹². W strukturze dostaw zewnętrznych od kilku lat największy udział miał węgiel kamienny pochodzący z Federacji Rosyjskiej. Dotyczy to także węgla energetycznego, w przypadku którego import z Rosji stanowił w 2021 roku 86 proc. całego sprowadzonego wolumenu wynoszącego 9,3 mln ton¹³. Według informacji ARP dotyczących 2022 roku poza Rosją pozostałe kierunki importu to: Australia, Botswana, Czechy, Indie, Indonezja, Kanada, Kazachstan, Kolumbia, Mozambik, Norwegia, RPA, Ukraina i USA.

⁹ URE, Charakterystyka rynku paliw gazowych 2021, <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-ryнку/10373,2021.html>.

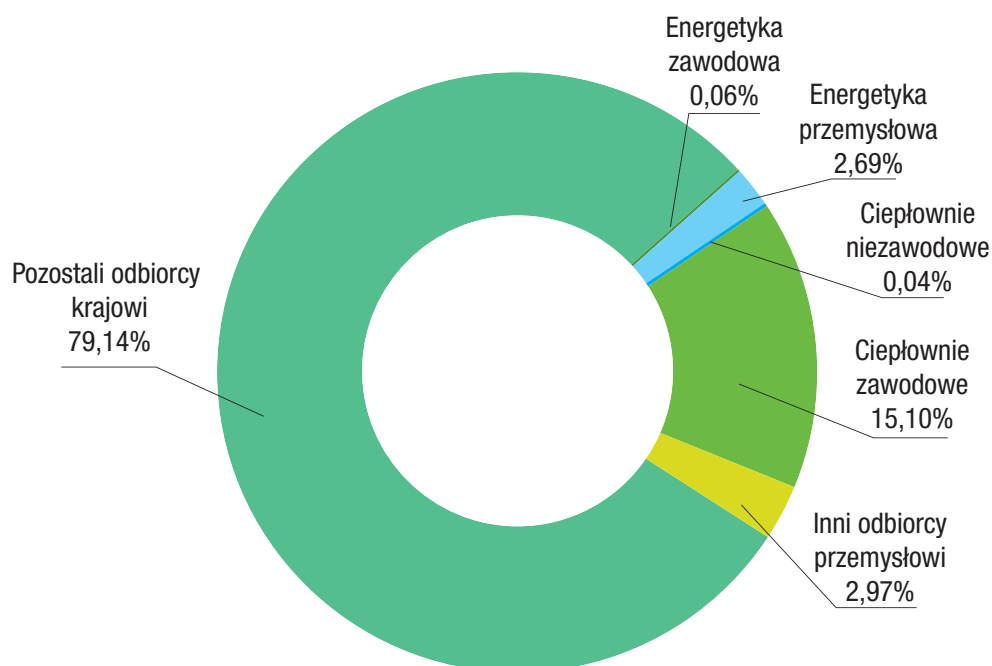
¹⁰ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2021 r.*, s. 17.

¹¹ Dane ARP, <https://www.polskiyrenekwegla.pl>.

¹² Informacja prezesa ARP na posiedzeniu Komisji ds. Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych (nr 152), 7.03. 2023 r.

¹³ PKO, Monitoring Branżowy. Analizy Sektorowe, 23.03.2022 r., https://www.pkobp.pl/media_files/17911b16-30f7-4227-901e-21aa0b1e6f3f.pdf.

Rys. 1. Odbiorcy importowanego do Polski węgla kamiennego w 2021 roku



Źródło: PKO Bank Polski, <https://www.fxmag.pl/artukul/rosja-czyli-najwiekszy-eksporter-wegla-do-polski-import-wegla-kamiennego-wykresy-oraz-perspektywy>.

Opisana specyfika struktury dostaw gazu ziemnego i węgla kamiennego do naszego kraju pozwoliła na zachowanie przez polską elektroenergetykę fizycznego dostępu do tych paliw w kryzysowym 2022 roku. Ogólnoeuropejskie warunki ekonomiczne

determinowane przede wszystkim przez wzrost cen gazu i węgla, a także skoki cenowe pozwoleń na emisję dwutlenku węgla (dalej CO₂), przyczyniły się jednak do wywołania gwałtownych podwyżek cen energii elektrycznej na rynku hurtowym w Polsce.

KRYZYS ENERGETYCZNY I JEGO KONSEKWENCJE

Wzrost cen surowców energetycznych

Kryzys energetyczny w Unii Europejskiej objawił się w pierwszej kolejności gwałtownym, niemającym swojego odpowiednika w historii zliberalizowanego modelu rynku, wzrostem cen gazu ziemnego na giełdach towarowych

Rys. 2. Dynamika cen gazu na giełdowych rynkach spotowych w Polsce (TGE), Holandii (TTF) i Niemczech (NCG/THE) w latach 2021–2022

Dzienne ceny zamknięcia na europejskich rynkach spot gazu ziemnego w latach 2021–2022



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE, TTF, NCG/THE.

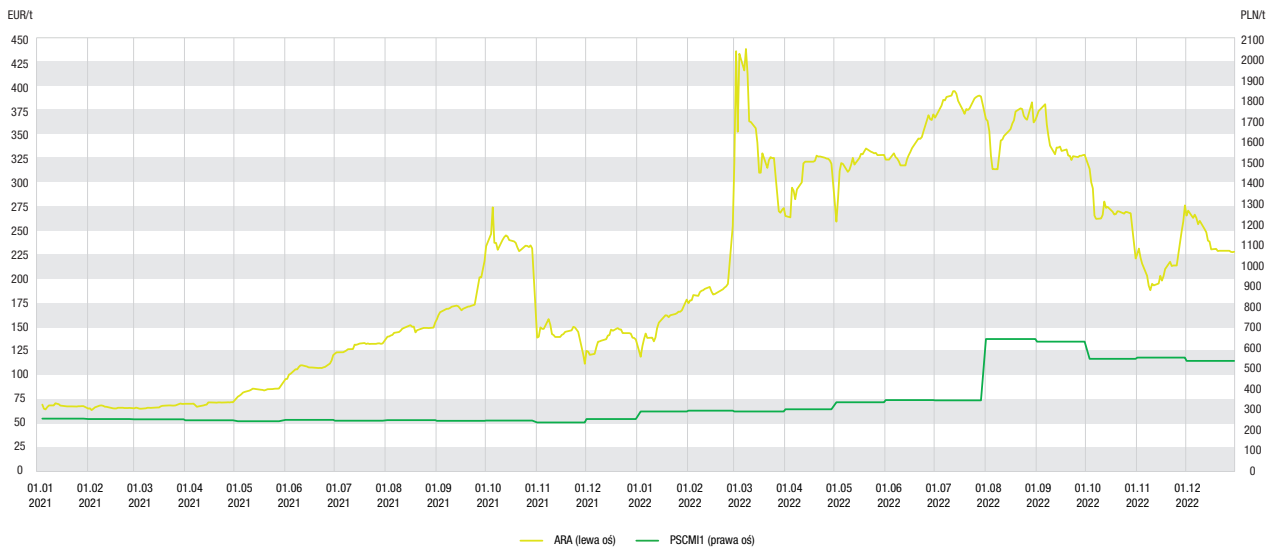
Równolegle do problemów z fizycznym dostępem do gazu ziemnego oraz ze wzrostem kosztów jego nabycia nastąpiło zwiększenie zainteresowania europejskich uczestników rynków energetycznych węglem kamiennym z uwagi na to, że koszt produkcji energii z tego surowca okazał się bardziej opłacalny (kiedy clean spark spread osiągał poziomy ujemny, to clean dark spread był w okresie kryzysu dodatni). Wyższe zapotrzebowanie na węgiel przy jednoczesnym stopniowym wprowadzeniu zakazu jego importu z Rosji na teren UE przyczyniło się do wzrostu jego cen w 2022 roku do historycznych maksimów¹⁴. Przedstawione wykresy indeksów

węglowych (rys. 3) pokazują, że ceny hurtowe węgla kamiennego ustalane na podstawie transakcji zawieranych w trzech europejskich portach morskich: Amsterdamie, Rotterdamie i Antwerpii (ARA), znalazły się w takim samym zwykłym trendzie jak ceny gazu ziemnego. W przypadku rynku polskiego ceny węgla energetycznego, poczynając od stycznia 2022 roku, również zaczęły rosnać – ich szczytowe wartości odnotowano w sierpniu i październiku. Poniższy wykres pokazuje, że wzrosty te były jednak niższe od cen europejskich w badanym okresie, pomimo istotnego spadku produkcji w kolejnych latach w Polsce (rys. 4).

¹⁴ EURACOAL, Raport rynkowy EURACOAL, Nr 1/2022, s. 1, [https://www.cire.pl/filemanager/Materia%20C5%82y%20Problemowe%20\(Wies%20C5%82aw%20Drozowski\)%20/d0acd99144a2d8f9b1c7034d80dde6ef5ee8d558b4c11129208d593417d011ed.pdf](https://www.cire.pl/filemanager/Materia%20C5%82y%20Problemowe%20(Wies%20C5%82aw%20Drozowski)%20/d0acd99144a2d8f9b1c7034d80dde6ef5ee8d558b4c11129208d593417d011ed.pdf).

Rys. 3. Dynamika cen instrumentów terminowych (M+1) dla energetycznego węgla kamiennego notowanych na NYMEX z dostawą w portach ARA oraz cen sprzedaży polskiego węgla energetycznego w latach 2021–2022

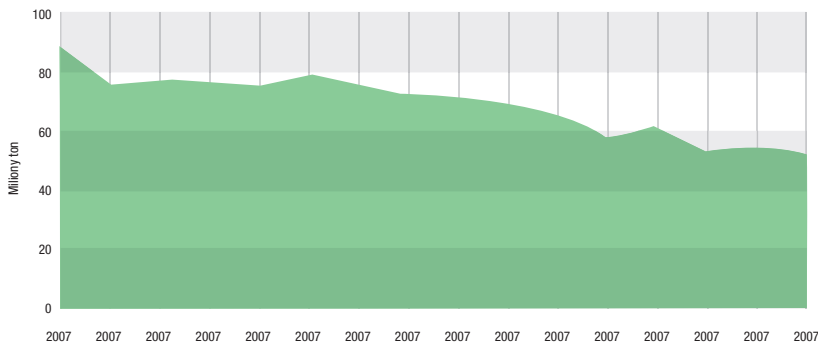
Dzienne ceny zamknięcia instrumentów terminowych (M+1) notowanych na NYMEX dla dostawy węgla energetycznego w portach ARA latach 2021–2022 – na tle bieżących cen sprzedaży węgla wydobywanego w Polsce (PSCMI1)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Agencji Rozwoju Przemysłu, NYMEX.

Rys. 4. Produkcja węgla kamiennego w Polsce

Produkcja węgla kamiennego netto w Polsce



Źródło: Opracowanie własne TGE na podstawie danych ARP.

Wieloletni proces ograniczania wydobycia węgla kamiennego w Polsce doprowadził do luki podażowej dochodzącej chwilowo do 20 mln ton tego surowca, która w naturalny sposób musi być uzupełniana importem. Z tego też powodu cena importowanego węgla stała się znaczącym składnikiem kosztów produkcji energii z tego paliwa, co wpłynęło również na zasady kalkulacji kosztów na rynku bilansującym przy wyznaczaniu cen w ofertach producentów wykorzystujących te źródła. W kolejnym rozdziale niniejszego raportu wskazano, że udział ceny węgla

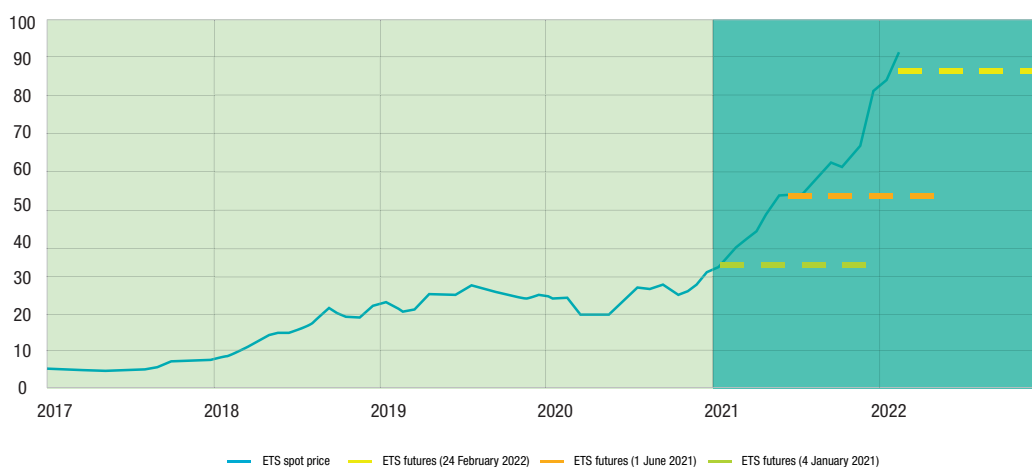
kamiennego z importu w kalkulacji oferty powinien uwzględniać koszt tego surowca wg indeksu ARA, tj. w wysokości 40 proc., co przekłada się finalnie na ceny energii na tym rynku. W ocenie wpływu na ceny należy dodatkowo uwzględnić to, że rodzima produkcja energii elektrycznej opiera się w znacznym stopniu na węglu brunatnym – wg danych ARE wynosiła 26,5 proc. całkowitej produkcji energii elektrycznej netto w roku ubiegłym. Powinno to stabilizować kreowanie cen z sektora elektroenergetycznego w Polsce.

Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂

Wpływ na dynamikę cen energii elektrycznej w Polsce w 2022 roku miała także sytuacja na rynku uprawnień do emisji CO₂, charakteryzująca się nieustannym ich wzrostem. W szerszym kontekście unijnym 19 sierpnia 2022 roku notowania uprawnień osiągnęły nowy rekordowy poziom (97 EUR/tCO₂). W ocenie Komisji Europejskiej wzrosty te były stymulowane przede wszystkim przez presję ze strony większej generacji węglowej, która podwyższa poziom popytu na uprawnienia do emisji. Do skoków cenowych przyczyniały się także wysokie temperatury i susza

w okresie letnim, które doprowadziły do ograniczenia produkcji energii elektrycznej w hydroelektrowniach i elektrowniach atomowych, co z kolei wymusiło wyrównanie tego ograniczenia poprzez wytwarzanie produkcji energii elektrycznej z paliw kopalnych. Komisja Europejska wskazywała jednocześnie na oddziaływanie innego czynnika, w postaci minimalizowania popytu przemysłowego na energię, spowodowanego jej wysokimi cenami, co w ocenie Komisji miało skutkować zmniejszeniem popytu na uprawnienia i presją na obniżenie ich ceny¹⁵.

Rys. 5. Dynamika cen uprawnień do emisji CO₂ w latach 2017–2022



Źródło: https://www.ecb.europa.eu/pub/economicbulletin/focus/2022/html/ecb.ebbox202203_06--ca1e9ea13e.en.html.

¹⁵ European Commission, Quarterly report on European electricity market, Volume 15 (issue 3, covering third quarter of 2022), s. 9, <https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-01/Quarterly%20Report%20on%20European%20Electricity%20markets%20Q3%202022.pdf>.



Wzrost cen energii elektrycznej

Opisane zjawiska cenowe o skali ogólnoeuropejskiej stały się głównym czynnikiem oddziałującym na postawy i zachowania uczestników hurtowych rynków energii elektrycznej w całej Unii, a więc także w Polsce. W konsekwencji również na tych rynkach w 2022 roku doszło do gwałtownego wzrostu cen. Czynniki fundamentalne dla kształtowania cen energii ze źródeł konwencjonalnych, takie jak cena węgla lub ceny gazu czy wzrost cen uprawnień emisji CO₂, w pierwszej kolejności wpłynęły na ceny spot energii elektrycznej (ceny na rynku dnia bieżącego). Omawiana sytuacja w większym stopniu dotknęła jednak rynek terminowy, przy jednoczesnym spadku płynności w kontraktach finansowych oraz z fizyczną dostawą. Wysokie ceny na tym rynku, będące podstawą ofertowania dla odbiorców końcowych przez sprzedawców detalicznych, nakręciły spiralę wzrostu cen dóbr wrażliwych, zależnych od kosztów energii, i stały się silnym impulsem inflacyjnym.





**ZMIANY
REGULACYJNE
JAKO ODPOWIEDŹ
NA KRYZYS
ENERGETYCZNY**

08:00

Regulacje europejskiego i krajowego rynku energii już od kilku lat podlegały znaczącym zmianom, wywołanym koniecznością zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych i zapobieżenia dalszym niekorzystnym zmianom klimatu. Choć podejście poszczególnych państw członkowskich do tych kwestii było zróżnicowane, w warstwie regulacyjnej zauważalny był wyraźny trend sprzyjający rozwojowi odnawialnych źródeł energii i aktywizacji uczestników rynku, którzy dotychczas pełnili funkcję pasywną – głównie odbiorców energii elektrycznej¹⁶. Można powiedzieć, że regulacje te zmierzały do dalszej, jeszcze silniejszej liberalizacji rynku energii, poprzez zwiększenie liczby podmiotów, które zajmowały się jej wytwarzaniem, sprzedażą lub wymianą (np. poprzez wprowadzenie instytucji prosumenta czy obywatelskich społeczności energetycznych, a w wymiarze krajowym – klastrów

UNIJNE ŚRODKI OGRANICZANIA CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ – ROZPORZĄDZENIE (UE) 2022/1854 Z 6 PAŹDZIERNIKA 2022 R. W SPRAWIE INTERWENCJI W SYTUACJI NADZWYCZAJNEJ W CELU ROZWIĄZANIA PROBLEMU WYSOKICH CEN ENERGII

Jak opisano w rozdziale pierwszym, kryzys energetyczny spowodował znaczną niepewność na unijnych i światowych rynkach energii. Ceny gazu i energii elektrycznej osiągnęły niespotykane dotąd wartości, które znacznie przewyższyły już i tak wysokie poziomy odnotowane w okresie poprzedzającym rosyjską agresję. W celu zminimalizowania skutków

energii i spółdzielni energetycznych). Ich celem była również dalsza, jeszcze ściślejsza integracja europejskiego rynku energii.

Kryzys na rynku energii elektrycznej zagroził realizacji tej wizji. Poszczególne państwa członkowskie przygotowywały indywidualne krajowe rozwiązania, mające na celu złagodzenie wpływu kryzysu na sytuację ekonomiczną w tych państwach, zwłaszcza w odniesieniu do gospodarstw domowych. Nieskoordynowane w skali Unii działania państw członkowskich mogłyby mieć nieprzewidziane, niekorzystne skutki zarówno dla realizacji celów klimatycznych, jak i integralności europejskiego rynku energii. W tej sytuacji instytucje europejskie zdecydowały się na podjęcie interwencji regulacyjnej.



kryzysu energetycznego Unia Europejska oraz jej państwa członkowskie podjęły liczne działania, aby rozwiązać problem wysokich cen oraz zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii¹⁷. Głównym narzędziem o charakterze prawno-regulacyjnym, mającym znaczenie dla rynku energii elektrycznej, jest Rozporządzenie Rady (UE) 2022/1854

¹⁶ Regulacje te na poziomie Unii Europejskiej wprowadzono w ramach dwóch pakietów: *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków* oraz *Europejski Zielony Ład* (niektóre regulacje tego ostatniego pakietu są nadal procedowane).

¹⁷ Istotne znaczenie ma w tym kontekście komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, COM(2022) 108 final z dnia 8 marca 2022 r. – REPowerEU: Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie, jak również wspomniany w Rozdziale I Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, COM(2022) 230 final z dnia 18 maja 2022 r. – plan REPowerEU, w którym przedstawiono zestaw działań na rzecz oszczędności energii, dywersyfikacji dostaw, przyspieszenia transformacji Europy w kierunku czystej energii oraz inteligentnego łączenia inwestycji i reform, aby osiągnąć bardziej odporny system energetyczny i prawdziwą unię energetyczną.

z 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii (dalej jako Rozporządzenie)¹⁸, w którym przyjęto wiele środków sprzyjających walce z gwałtownym wzrostem cen energii elektrycznej.

Rozwiązania przyjęte w Rozporządzeniu mają charakter nadzwyczajny, podobnie jak nadzwyczajny charakter ma sytuacja na europejskim rynku energii

Środki dotyczące zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną

Komisja Europejska wielokrotnie podkreślała, że „najtaniejszą i najczystsza energią elektryczną jest ta, której nie zużywamy”¹⁹. Z tego względu w Rozporządzeniu zawarto środki, które miały doprowadzić do ograniczenia popytu na energię elektryczną (a w ten sposób do obniżenia jej ceny). Rozporządzenie nałożyło na państwa członkowskie obowiązek wdrożenia środków mających na celu zmniejszenie całkowitego miesięcznego zużycia energii elektrycznej brutto²⁰ o 10 proc. w porównaniu ze średnim zużyciem energii w odpowiednich miesiącach okresu odniesienia²¹. Ponadto każde państwo członkowskie zostało zobowiązane do zidentyfikowania godzin szczytu i zmniejszenia swojego zużycia energii elektrycznej brutto w tych godzinach o średnio co najmniej 5 proc. na godzinę. Zgodnie z Rozporządzeniem za godziny szczytu

elektrycznej, w której środki te zostały przyjęte. Uzasadnieniem dla ich wprowadzenia była potrzeba złagodzenia skutków kryzysu wywołanego rosyjską agresją i doprowadzenia do obniżenia cen energii za pomocą ograniczonych w czasie środków interwencyjnych. Najistotniejsze rozwiązania dotyczące rynku energii elektrycznej opisane zostały w kolejnych podrozdziałach.

uważa się poszczególne godziny dnia, w których – na podstawie prognoz operatorów systemów przesyłowych i, w stosownych przypadkach, wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej – oczekuje się najwyższych hurtowych cen energii elektrycznej na rynku dnia następnego, najwyższego zużycia energii elektrycznej brutto lub najwyższego zużycia energii elektrycznej brutto wytworzonej ze źródeł innych niż źródła odnawialne²². Liczba tak zidentyfikowanych godzin szczytu nie może być mniejsza niż 10 proc. wszystkich godzin od 1 grudnia 2022 do 31 marca 2023 roku. Państwa członkowskie zostały więc zobowiązane do wskazania co najmniej ok. 290 godzin szczytu²³, w których powinno nastąpić zmniejszenie zużycia²⁴. Odpowiedni dobór środków służących osiągnięciu redukcji zużycia został pozostawiony państwom członkowskim²⁵.

¹⁸ Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 7.10.2022 r.; L 261 I/11; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1854>. Warto zauważyć, że Rozporządzenie przyjęte zostało w nietypowej procedurze, na podstawie art. 122 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, zgodnie z którym Rada, na wniosek Komisji, może postanowić, w duchu solidarności między państwami członkowskimi, o środkach stosownych do sytuacji gospodarczej, w szczególności w przypadku wystąpienia poważnych trudności w zaopatrzeniu w niektóre produkty, zwłaszcza w obszarze energii.

¹⁹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/qanda_21_3544.

²⁰ Zużycie energii elektrycznej brutto zgodnie z treścią Rozporządzenia oznacza dostawę energii elektrycznej na działania na terytorium państwa członkowskiego (art. 2 pkt 2 Rozporządzenia).

²¹ Okresem odniesienia jest okres od 1 listopada do 31 marca w ciągu pięciu kolejnych lat poprzedzających datę wejścia w życie Rozporządzenia, począwszy od okresu od 1 listopada 2017 r. do 31 marca 2018 r. (art. 2 pkt 3 Rozporządzenia).

²² Art. 2 pkt 4 Rozporządzenia.

²³ Liczba godzin od 1 grudnia 2022 r. do 31 marca 2023 r. jest równa 2904.

²⁴ Jedynie wyjątkowo państwo członkowskie może podjąć decyzję o ustaleniu innego (niż 10 proc.) odsetka godzin szczytu. Redukcja zużycia musi jednak dotyczyć co najmniej 3 proc. godzin szczytu, a energia zaoszczędzona w tych godzinach szczytu musi być co najmniej równa energii, która zostałaby zaoszczędzona w przypadku wyznaczenia godzin szczytu zgodnie z ogólną zasadą przewidzianą w Rozporządzeniu. Można więc przyjąć, że państwa członkowskie mogą dokonywać redukcji w mniejszej liczbie godzin szczytu, o ile ta redukcja jest na tyle duża, by jej łączna wartość była równa redukcji dokonanej w podstawowy sposób wskazany w Rozporządzeniu. Rozporządzenie nie wskazuje konkretnych sposobów dokonania redukcji zużycia.

²⁵ Rozporządzenie wyznacza jednak wymagania, które takie środki mają spełniać – muszą one być jasno określone, przejrzyste, proporcjonalne, ukierunkowane, niedyskryminacyjne i weryfikowalne, a w szczególności spełniać wszystkie z następujących warunków (art. 5 Rozporządzenia):

„a) gdy rekompensata finansowa jest wypłacana dodatkowo w stosunku do dochodów rynkowych, kwotę tej rekompensaty ustala się w drodze otwartej procedury konkurencyjnej;

b) obejmują wyłącznie rekompensatę finansową w przypadku, gdy taka rekompensata jest wypłacana za dodatkową niez użytą energię elektryczną w porównaniu z oczekiwanym zużyciem energii w danej godzinie bez przetargu;

c) nie zakłócają nadmiernie konkurencji lub prawidłowego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej;

d) nie są nadmiernie ograniczone do określonych odbiorców lub grup odbiorców, w tym niezależnych agregatorów, zgodnie z art. 17 dyrektywy (UE) 2019/944; oraz

e) nie utrudniają nadmiernie procesu zastępowania technologii paliw kopalnych technologiami wykorzystującymi energię elektryczną”.

Price cap – obowiązkowy pułap dochodów rynkowych określony Rozporządzeniem

Jak już wspomniano, wraz ze wzrostem ceny surowców kopalnych służących jako paliwo do wytwarzania energii elektrycznej obserwowany był wzrost cen tej energii – niezależnie od tego, czy do jej wytworzenia rzeczywiście wykorzystano paliwa kopalne. Komisja Europejska już w marcu 2022 roku dostrzegła zjawisko polegające na uzyskaniu przez wytwórców wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej niektóre technologie, charakteryzujące się niskimi kosztami marginalnymi²⁶, nieoczekiwanych zysków – wynikających z jednoczesnego ukształtowania się ceny energii elektrycznej na wysokim poziomie i nieponoszenia przez wytwórców wykorzystujących te technologie podwyższonych kosztów paliw kopalnych²⁷. Brak koordynacji pomiędzy środkami wprowadzanymi przez państwa członkowskie w celu ograniczenia tych zysków mógłby jednak, zdaniem Komisji, prowadzić do znaczących zakłóceń na europejskim, połączonym rynku energii elektrycznej. Z tego względu Komisja zdecydowała się zaprojektować w Rozporządzeniu jednolite dla wszystkich państw członkowskich rozwiązanie. Rozwiązaniem tym jest określenie maksymalnego pułapu dochodów rynkowych, mającego zgodnie z Rozporządzeniem zastosowanie do dochodów osiągniętych przez wytwórców energii elektrycznej wykorzystujących technologie określone w Rozporządzeniu oraz pośredników uczestniczących w hurtowych rynkach energii elektrycznej w imieniu producentów. Katalog technologii wytwarzania energii elektrycznej, których wykorzystywanie uzasadnia zastosowanie pułapu dochodów rynkowych, został zakreślony szeroko i obejmuje produkcję energii elektrycznej z: energii wiatrowej, słonecznej, geotermalnej,

wodnej (bezzbiornikowej), jądrowej, a także paliw z biomasy (z wyjątkiem biometanu), odpadów, węgla brunatnego, torfu i produktów ropopochodnych. Pułap dochodów rynkowych został ustalony na poziomie 180 EUR/MWh i dotyczy wszystkich osiągniętych dochodów – niezależnie od formy umowy, na podstawie której osiągany jest dochód, rynkowych ram czasowych, w których odbywa się transakcja, oraz od tego, czy energia elektryczna jest przedmiotem obrotu dwustronnego czy scentralizowanego. Zgodnie z definicją zawartą w Rozporządzeniu za dochód rynkowy uważa się dochód uzyskany na podstawie umów zakupu energii elektrycznej (ang. power purchase agreements) i innych operacji zabezpieczających przed wahaniami na hurtowym rynku energii elektrycznej (z wyłączeniem wsparcia udzielanego przez państwa członkowskie). Państwa członkowskie mają jednak możliwość określenia, że obowiązek zachowania pułapu dochodów rynkowych dotyczy jedynie 90 proc. przekraczających pułap (innymi słowy, że podmioty podlegające ograniczeniu w postaci pułapu mają prawo do zachowania 10 proc. zysków przekraczających ten pułap).

Rozporządzenie przewiduje nieliczne wyjątki od obowiązku zastosowania pułapu dochodów rynkowych – o charakterze mandatornym i fakultatywnym. Na mocy samego Rozporządzenia z obowiązku zachowania pułapu dochodów rynkowych zwolnione są projekty demonstracyjne i producenci, których dochody z wyprodukowanej energii są już ograniczone w wyniku podjęcia środków państwowych lub publicznych²⁸. Dodatkowo państwa członkowskie mają możliwość (ale nie

²⁶ Technologie inframarginalne – jako przykłady Komisja wskazała technologie źródeł odnawialnych, jądrową oraz wykorzystującą węgiel brunatny.

²⁷ Por. *Wytyczne dotyczące stosowania środków polityki fiskalnej w odniesieniu do zysków inframarginalnych* Załącznik nr 2 do Komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów REPowerEU: Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:71767319-9f0a-11ec-83e1-01aa75ed71a1.0017.02/DOC_3&format=PDF.

²⁸ Dotyczy ograniczeń w wyniku podjęcia środków państwowych lub publicznych, innych niż określone w art. 8 Rozporządzenia.

obowiązek) wyłączenia z obowiązku zachowania pułapu dochodów rynkowych wytwórców energii elektrycznej w instalacjach o mocy zainstalowanej nieprzekraczającej 1 MW oraz w elektrowniach hybrydowych, a także zadecydowania, że pułapu tego nie stosuje się do dochodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku energii bilansującej oraz z rekompensaty z tytułu redysponowania i zakupów przeciwnych²⁹. Przewidziano również możliwość odstąpienia od poziomu pułapu dochodów rynkowych ustalonego rozporządzeniem dla wytwórców energii elektrycznej wytwarzających ją z węgla kamiennego oraz wytwórców wytwarzających ją ze źródeł objętych

pułapem, o ile ich inwestycje i koszty operacyjne przekraczają wartość pułapu.

Co istotne, Rozporządzenie przewiduje możliwość wprowadzenia przez państwa członkowskie środków dalej idących niż te wskazane w Rozporządzeniu. Państwa członkowskie zostały bowiem uprawnione do poszerzenia katalogu podmiotów, które podlegają pułapowi, zarówno o wytwórców wykorzystujących do produkcji energii elektrycznej technologie niewymienione w Rozporządzeniu, jak i uczestników rynku energii elektrycznej niebędących wytwórcami, np. sprzedawców energii elektrycznej.

Jednocześnie, jak podkreśla unijny prawodawca, kluczowe jest, aby krajowe środki kryzysowe przyjmowane w związku z Rozporządzeniem:

- były proporcjonalne i niedyskryminacyjne,
- nie zagrażały sygnałom inwestycyjnym,
- zapewniały pokrycie kosztów inwestycji i kosztów operacyjnych,
- nie zakłócały funkcjonowania hurtowych rynków energii elektrycznej i w szczególności nie wpływały na ranking cenowy i kształtowanie się cen na rynku hurtowym,
- były zgodne z prawem Unii.

W preambule Rozporządzenia ustawodawca unijny wskazał wprost, że „poziom, na którym ustala się pułap dochodów rynkowych, nie powinien zagrażać zdolności producentów, wobec których jest stosowany – w tym producentów energii ze źródeł odnawialnych – do odzyskania kosztów inwestycji i kosztów operacyjnych oraz powinien chronić przyszłe inwestycje w zdolności wytwórcze niezbędne do utworzenia niezawodnego systemu elektroenergetycznego o obniżonej emisyjności i zachęcać do takich inwestycji”.

Rozporządzenie określa również sposób wykorzystania środków pochodzących z zebranej przez państwa członkowskie na skutek zastosowania pułapu dochodów rynkowych nadwyżki tych dochodów. Nadwyżka ta powinna zostać wykorzystana w ukierunkowany sposób do finansowania środków wspierających końcowych odbiorców energii elektrycznej, które łagodzą wpływ wysokich cen energii elektrycznej na tych odbiorców³⁰.

²⁹ Zakupy przeciwnie oznaczają wymianę międzystrefową zainicjowaną przez operatorów systemów między dwoma obszarami rynkowymi w celu zmniejszenia fizycznych ograniczeń przesyłowych.

³⁰ Przykładowy katalog sposobów wykorzystania nadwyżki wskazano w art. 10 ust. 4 Rozporządzenia.

KRAJOWE ŚRODKI OGRANICZANIA CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ – USTAWA Z 7 PAŹDZIERNIKA 2022 ROKU ORAZ USTAWA Z 27 LISTOPADA 2022 ROKU I POZOSTAŁE AKTUALIZACJE USTAWY



Wprowadzenie

Polski ustawodawca w ramach realizacji Rozporządzenia przyjął wiele środków mających na celu obniżenie cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Narzędzia te, przyjmujące różne postacie, zostały zawarte w następujących aktach normatywnych:

- Ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej³¹; oraz
- Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku³².

Zamrożenie cen energii elektrycznej i stawek opłat dystrybucyjnych

Ustawa z 7 października 2022 roku wprowadziła środki ochronne dla podmiotów najbardziej wrażliwych, tj. dla gospodarstw domowych, w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego tych odbiorców (w tym podmiotów szczególnie narażonych na ubóstwo energetyczne). Z założenia mechanizmy ustawy miały zapewnić odbiorcom końcowym ceny energii elektrycznej w wysokości umożliwiającej opłacenie rachunków, niezależnie od faktycznej niekorzystnej sytuacji na rynkach energii elektrycznej.

W praktyce przepisy ustawy wprowadziły obowiązek zamrożenia cen na poziomie taryf, które zostały zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i obowiązywały w 2022 roku. Jednocześnie jednak, aby uniknąć sytuacji,

w której odbiorcy pozbawieni zostaliby motywacji do ograniczania zużycia energii elektrycznej (w związku z zapewnieniem jej dostarczania po sztucznie obniżonej cenie), ustawodawca ustalił limit zużycia objętego tym mechanizmem na poziomie 2 MWh³³. Innymi słowy, sprzedaż po zamrożonej cenie nie podlegała energia elektryczna zużywana po przekroczeniu przez chroniony podmiot limitu 2 MWh.

Ustawa uregulowała również system rekompensat, które przysługują spółkom obrotu oraz przedsiębiorstwom zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej z tytułu stosowania środków ochronnych wobec odbiorców uprawnionych. Wysokość rekompensaty została (co do zasady) określona jako iloczyn zużycia energii (do

³¹ Ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (t.j. Dz.U. z 2023 r. poz. 269 z późn. zm.).

³² Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (Dz.U. poz. 2243 z późn. zm.).

³³ Wyjątkowo dla szczególnych odbiorców – gospodarstw domowych prowadzących działalność rolną, rodzin posiadających Kartę Dużej Rodziny oraz osób niepełnosprawnych – limit ten został zwiększony do 2,6 MWh albo 3 MWh.

wskazanego w ustawie limitu) i różnicy między ceną energii elektrycznej wynikającą z taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzonej przez Prezesa URE na 2023 rok a cenami energii elektrycznej zabezpieczonymi w ramach mechanizmów ustawy. Jednocześnie jako

Cena maksymalna energii elektrycznej

Rozwiązaniem dalej idącym była kolejna istotna dla rynku regulacja ujęta w Ustawie z 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku, która rozszerzyła zakres instrumentów ochronnych. Ustawodawca wyszedł z założenia, że to na odbiorcach w gospodarstwach domowych spoczywa istotne ryzyko związane ze wzrostem cen energii elektrycznej, ale jednocześnie uznał, że dodatkowymi podmiotami narażonymi na wzrost cen energii elektrycznej są podmioty użyteczności publicznej, do której należą placówki ochrony zdrowia, szkoły i uczelnie, placówki zajmujące się opieką nad grupami społecznymi. Ponadto środkami ochronnymi zostali objęci przedsiębiorcy będący mikroprzedsiębiorcą, małym lub średnim przedsiębiorcą w rozumieniu przepisów Ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców. W ramach środków ochronnych ustawodawca zamroził ceny energii elektrycznej na poziomie (bez uwzględnienia podatku od towarów i usług):

- 785 zł/MWh – w przypadku odbiorców użyteczności publicznej oraz małych i średnich przedsiębiorstw,
- 693 zł/MWh – w przypadku odbiorców w gospodarstwach domowych.

forma ochrony przed utratą płynności finansowej przez przedsiębiorstwa energetyczne przewidziano mechanizm zaliczek na poczet wypłaty rekompensat oraz rozszerzono możliwość zabezpieczenia transakcji giełdowych w formie niepieniężnej.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną oraz wytwórcy energii elektrycznej mają obowiązek stosowania w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi ceny maksymalnej od 1 grudnia 2022 do 31 grudnia 2023 roku za całkowite zużycie energii elektrycznej w punkcie poboru energii. Jednocześnie oprócz powyższego zobowiązania ustawa nałożyła na podmioty w niej wskazane dodatkowy obowiązek polegający na stosowaniu cen maksymalnych od 24 lutego 2022 roku do dnia wejścia w życie wspomnianych przepisów. W tym kontekście przedsiębiorstwa energetyczne co miesiąc – w horyzoncie czasowym do końca 2023 roku – dokonują wstecznego rozliczenia z odbiorcami za wskazany okres. W praktyce polega to na tym, że spółki wypłacają odbiorcy określoną kwotę pieniężną lub zaliczają na poczet zadłużenia odbiorcy za poprzednie okresy rozliczeniowe.

Dla odbiorców w gospodarstwach domowych ceny maksymalne obowiązują w analogicznym okresie (od 1 stycznia 2023 do 31 grudnia 2023 roku) w odniesieniu do całego zużycia energii elektrycznej powyżej limitu (2 MWh, 2,6 MWh albo 3 MWh) określonego w ustawie z 7 października 2022 roku.

Analogicznie do ustawy z 7 października 2022 roku ustawodawca zastosował system rekompensat dla przedsiębiorstw z tytułu stosowania cen maksymalnych, w którym podmiotem odpowiedzialnym za wypłatę rekompensat jest Zarządca Rozliczeń SA.

Środki realizacji postanowień Rozporządzenia dotyczących limitu dochodów rynkowych

Ponadto w ustawie z 27 października 2022 roku został wprowadzony mechanizm służący realizacji postanowień Rozporządzenia dotyczących ograniczenia dochodów rynkowych w postaci odpisu na Fundusz Wpłaty Różnicy Ceny (Fundusz). Mechanizm ten pełni dwie funkcje. Po pierwsze, stanowi on sposób pozyskania środków na potrzeby wypłaty rekompensat w systemie cen maksymalnych. Po drugie, zgodnie z założeniami przedstawionymi w uzasadnieniu projektu³⁴, jest formą ograniczenia zysków nadzwyczajnych uzyskiwanych przez niektórych uczestników rynku (z perspektywy ówczesnego stanu rynku) (windfall tax).

Powyższy obowiązek przekazywania odpisu na Fundusz został nałożony na wytwórców energii elektrycznej wykorzystujących do wytwarzania m.in. energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, biomasę, biogaz, węgiel brunatny, paliwa ciekłe, węgiel kamienny, paliwa gazowe, a także przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną. Obowiązek przekazywania wpłat na Fundusz ma zastosowanie dla okresu od 1 grudnia 2022 do 31 grudnia 2023. Ustawa wyłączyła część wytwórców z obowiązku przekazywania tego odpisu, w szczególności dotyczy to wytwórców posiadających jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW. Kolejne nowelizacje omawianej ustawy precyzowały zakres wyłączeń, np. poprzez ustalenie, że obowiązek nie dotyczy wytwórców energii elektrycznej posiadających instalacje OZE,

których łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 3 MW, a moc żadnej nich nie przekracza 1 MW³⁵. W czasie tworzenia niniejszego raportu w Sejmie procedowane były zmiany do ustawy, które miały wyłączyć wytwórców energii elektrycznej wytwarzających energię elektryczną w instalacjach OZE, które są własnością (w zarządzie lub w użytkowaniu) państwowej osoby prawnej z obowiązku wpłaty odpisu na Fundusz³⁶.

Odpis na Fundusz odnosi się do sprzedaży energii elektrycznej wraz z gwarancją fizycznej dostawy, która została sprzedana za cenę wyższą, niż limit ustalony w rozporządzeniu wykonawczym do ustawy³⁷. Dla wytwórców energii elektrycznej (w wybranych technologiach – w szczególności wykorzystujących energię wiatru lub promieniowania słonecznego) jest to cena zwycięskiej oferty w ramach systemu aukcyjnego (dla podmiotów korzystających z tego systemu) lub cena referencyjna ustalana przez ministra właściwego do spraw klimatu powiększona o dodatek inwestycyjny w wysokości 50 zł/MWh. Dla spółek obrotu limitem ceny jest średnia ważona wolumenem cena zakupu powiększona o stosowną marżę – w wysokości 1–3,5 proc.³⁸. Wysokość marży jest zależna od sposobu zakupu przez spółkę obrotu (zakup energii elektrycznej na giełdzie towarowej uprawnia do stosowania wyższej marży³⁹) oraz podmiotu, który jest odbiorcą energii elektrycznej od spółki obrotu (np. sprzedaż do odbiorców końcowych pozwala stosować wyższą marżę).

³⁴ Rządowy projekt ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku; dostępne przez: <https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/druk.xsp?nr=2697>.

³⁵ W pierwotnym projekcie powyższe wyłączenie nie było ograniczone do łącznej mocy zainstalowanej 3MW, dopiero w toku prac sejmowej Komisji ds. Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych zostało zaproponowane takie kryterium. Z zapisu posiedzenia (dostępne przez: <https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/biuletyn.xsp?skmr=ESK-132>) wynika, że zmiana była podyktowana „utrzymaniem struktury prawnej, organizacyjnej i finansowej projektów” oraz zamiarem „uniknięcia sztucznego podziału spółek na mniejsze spółki celowe z instalacjami o mocy poniżej 1 MW”.

³⁶ Rządowy projekt ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących; dostępne przez: <https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/druk.xsp?nr=3070>.

³⁷ Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny (Dz.U. poz. 2284 z późn. zm.).

³⁸ W myśl uzasadnienia do projektu rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie sposobu obliczania limitu ceny (dostępne przez: <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs/3/12366005/12925372/dokument584940.pdf>) – „wysokość marży została ustalona na podstawie średnich wyników przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną osiągniętych z obrotu i sprzedaży energii elektrycznej w ostatnich latach”.

³⁹ Wyższa marża, tj. 1,5 proc. lub odpowiednio 3,5 proc., dotyczy wyłącznie pierwszej transakcji sprzedaży energii elektrycznej zakupionej na giełdzie towarowej.

Kluczowe dylematy prawne wynikające z wdrożenia środków związanych z realizacją Rozporządzenia i pozostałych mechanizmów ograniczenia cen energii elektrycznej

Sposób ustalenia dochodu, od którego obliczany jest odpis na Fundusz

Rozwiązania wprowadzone ustawą z dnia 27 października 2022 roku znalazły zastosowanie do umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych jeszcze przed wejściem w życie ustawy, które z oczywistych przyczyn nie były przystosowane do reżimu prawnego wprowadzonego ustawą. Z tego punktu widzenia pojawiały się istotne wątpliwości dotyczące interpretacji pojęcia fizycznej sprzedaży energii elektrycznej. W szczególności zagadnienie to dotyczy instrumentów finansowych oraz różnego rodzaju innych mechanizmów rynkowych, stosowanych w celu długofalowego zabezpieczenia pozycji rynkowej (hedge). Zagadnienie to w pewnym zakresie uszczegółowiono w rozporządzeniu wykonawczym do ustawy, dotyczącym limitu ceny. W myśl tego aktu możliwe jest zwiększenie limitu ceny o średnią wysokość roszczenia należnego odbiorcy końcowemu w przypadku, gdy umowa sprzedaży obejmuje instrumenty finansowe zabezpieczające sytuację wytwórcy i odbiorcy końcowego przed zmianami cen na rynku hurtowym. Regulacja ta doprowadziła jednak do powstania kolejnych wątpliwości dotyczących tego, jakie warunki musi spełniać hedge, aby wytwórca mógł zastosować podwyższony limit ceny – czy hedge musi być zawarty w ramach jednej umowy oraz czy musi być zawarty pomiędzy tymi samymi podmiotami co umowa sprzedaży energii elektrycznej z fizyczną dostawą. Kolejną formą uszczelnienia regulacji była nowelizacja ustawy z 8 lutego 2023 roku⁴⁰, w której podjęto próbę doprecyzowania mechanizmów w taki sposób, aby uniemożliwić obchodzenie przepisów (np. przez sztuczne przenoszenie rozliczeń za energię

elektryczną do innych umów, np. dotyczących sprzedaży gwarancji pochodzenia⁴¹). W związku z powyższym przy ustaleniu odpisu na Fundusz należy wziąć pod uwagę rozliczenia w ramach umów związanych ze sprzedażą energii elektrycznej obejmujących w szczególności instrumenty finansowe lub gwarancje pochodzenia, pod warunkiem że zależą od ilości lub wartości sprzedanej energii elektrycznej. Zmiana ta nie doprowadziła jednak do jednoznacznego wyjaśnienia, które instrumenty finansowe należy uwzględniać przy rozliczaniu odpisu na Fundusz. Treść dodanego w ustawie art. 23 ust. 2c prowadzi do wniosku, że z perspektywy ustawodawcy istotne są rozliczenia pieniężne pomiędzy wytwórcami energii elektrycznej a spółkami obrotu, irrelevantne są zaś instrumenty finansowe stosowane na poziomie grup kapitałowych (nawet gdy odnoszą się do sprzedaży energii elektrycznej z fizyczną dostawą).

Ponadto wśród uczestników rynku pojawiły się wątpliwości dotyczące tego, w jaki sposób kwalifikować mechanizmy rozliczeniowe, które miały cechy instrumentu finansowego, który odnosi się do sprzedaży energii elektrycznej z fizyczną dostawą, ale podmioty kontraktu nigdy nie postrzegały tych rozliczeń jako instrumentu finansowego (np. nie uregulowały kwestii raportowania zgodnie z rozporządzeniem EMIR⁴²). Jednocześnie zmiany w nowelizacji doprowadziły do nieuzasadnionych (jak się wydaje) wątpliwości, czy przy obliczaniu wysokości odpisu na Fundusz należałoby uwzględnić cenę sprzedaży gwarancji pochodzenia.

⁴⁰ Ustawa z dnia 8 lutego 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 295).

⁴¹ Po wejściu w życie ustawy i rozporządzenia na rynku zauważalne były próby obejścia (zmniejszenia obciążeń finansowych) przepisów poprzez sztuczne przenoszenie rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej w ramach innych stosunków prawnych, np. jako dodatkowe rozliczenie pomiędzy stronami w umowie dotyczącej sprzedaży gwarancji pochodzenia, tak aby obniżyć cenę sprzedaży poniżej limitu ceny albo znacznie ograniczyć wysokość należnego odpisu na Fundusz.

⁴² Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 648/2012 z dnia 4 lipca 2012 r. w sprawie instrumentów pochodnych będących przedmiotem obrotu poza rynkiem regulowanym, kontrahentów centralnych i repozytoriów transakcji.

Horyzont czasowy regulacji dotyczących odpisu na Fundusz

Obawy budzi również horyzont czasowy regulacji wprowadzonych przez krajowego ustawodawcę. Rozporządzenie jednoznacznie wskazuje, że normy dotyczące pułapu dochodów rynkowych obowiązują do końca czerwca 2023 roku, polskie regulacje zaś określają zakres czasowy rozwiązań przewidzianych ustawą z 27 października 2022 roku na okres do 31 grudnia 2023 roku. Jednocześnie ustawa wyraźnie wskazała, że mechanizm odpisu na Fundusz ma służyć ograniczeniu nadmiarowych przychodów osiąganych przez niektóre podmioty. W tym kontekście można

zastanawiać się, czy rzeczywiście konieczne jest utrzymanie rozwiązań przewidzianych w ustawie w tak długim horyzoncie czasowym oraz czy ustawa nie powinna przewidywać mechanizmów wymuszających przeprowadzenie okresowej oceny konieczności dalszego stosowania omawianych środków (lub ewentualnego przedłużenia okresu ich stosowania). Niewątpliwie konieczne jest jak najszybsze określenie przez rząd planów w zakresie dalszego stosowania omawianych wyjątkowych rozwiązań kryzysowych w najbliższej przyszłości, zwłaszcza w roku 2024.

Częste zmiany przepisów i ryzyka regulacji

Z perspektywy uczestników rynku istotne znaczenie mają pewność prawa i przewidywalność działań organów państwa, ponieważ ograniczenia wynikające z ustaw bezpośrednio wpływają na sposób i zakres prowadzonej działalności. Nie ulega wątpliwości, że prace nad ustawami były prowadzone w szczególnych warunkach, w dynamicznie zmieniającej się sytuacji rynkowej. Rząd i ustawodawca postawieni zostali przed koniecznością podejmowania szybkich decyzji w celu zabezpieczenia odbiorców oraz innych uczestników rynku przed skutkami kryzysu. Kolejne nowelizacje ustaw świadczą o tym, że sam prawodawca świadomy jest konieczności weryfikacji i aktualizacji wprowadzonych rozwiązań. Należy zatem

oczekiwać kolejnych zmian przepisów ustawy – wiele kwestii wymaga bowiem nadal doprecyzowania.

Z tej perspektywy istotne jest jednak informowanie rynku o planowanych zmianach z odpowiednim wyprzedzeniem i zapewnienie realnej możliwości ich skonsultowania, zwłaszcza jeśli zmiany miałyby dotyczyć wydłużenia horyzontu czasowego stosowania dotychczasowych rozwiązań. Odpowiedni sposób prowadzenia procesu legislacyjnego dotyczącego kolejnych zmian w ustawach pozwoli uczestnikom rynku dokonać prawidłowych prognoz na kolejne okresy i zaplanować dalsze działania.

INNE ŚRODKI KRAJOWE WPŁYWAJĄCE NA HURTOWY RYNEK ENERGII, PRZYJĘTE W TRAKCIE KRYZYSU ENERGETYCZNEGO

Zmiany dotyczące ceny na rynku bilansującym

We wrześniu 2022 roku zdecydowano się na dokonanie interwencji na rynku bilansującym w postaci nowelizacji rozporządzenia systemowego⁴³, powodowanej zmianą otoczenia makroekonomicznego, w szczególności wzrostem cen energii elektrycznej na skutek wojny w Ukrainie. W celu obniżenia tych cen wprowadzono mechanizm maksymalnej ceny ofertowej (MaxCO), obowiązujący wytwórców podczas składania ofert na realizację dostaw energii bilansującej rynek.

Zmiana miała na celu zagwarantowanie, że ceny w ofertach składanych nie będą wyższe, niż pewna określona cena maksymalna, co miało prowadzić do zbliżenia cen na rynku bilansującym z poziomem kosztów wytworzenia. Zgodnie z tak wprowadzonym mechanizmem jednostka wytwórcza nie może składać oferty na dostarczenie energii w ramach bilansowania powyżej wysokości poniesionych kosztów wyprodukowanej energii, obliczanej zgodnie ze wzorem wskazanym w rozporządzeniu na podstawie średnich cen surowców. Ewentualne oferty przekraczające takie wielkości są korygowane do wartości maksymalnej.

Wprowadzenie tak określonej ceny maksymalnej wywołało wiele wątpliwości i kontrowersji. Wskazywano, że wprowadzone rozwiązanie istotnie ingerujące w siły rynkowe może mieć długoterminowy negatywny wpływ na cały sektor elektroenergetyczny i może spowodować powstanie ograniczeń podaży na rynku bilansującym.



Brzmienie nowelizacji rozporządzenia nie wskazuje na to, by rozwiązania ograniczające cenę na rynku bilansującym miały charakter przejściowy – nie wskazano, w przeciwieństwie do rozwiązań dotyczących cen na rynku nietechnicznym, końcowej daty obowiązywania tych rozwiązań. Nie jest więc wykluczone, że wprowadzone zmiany nie będą miały charakteru incydentalnego, lecz będą zasadą rozliczeń na rynku bilansującym w dłuższej perspektywie.

⁴³ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2022 poz. 2007).

Zniesienie obliga giełdowego na rynku energii elektrycznej

Ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii⁴⁴ wprowadziła istotne zmiany w zakresie regulacji sektora energetycznego poprzez uchylenie obliga giełdowego, tj. obowiązku sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej na giełdach towarowych, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na Zorganizowanej Platformie Obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej.

Przed omówieniem przyczyn uchylenia art. 49a Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne należy pokrótce opisać okoliczności

wprowadzenia obliga giełdowego w zakresie pełnego (100 proc.) obowiązku. Ustawa z dnia 9 listopada 2018 roku⁴⁵, która w odniesieniu do zmian w art. 49a weszła w życie 1 stycznia 2019 roku, podniosła zakres obliga giełdowego z 30 proc. wytworzonej energii elektrycznej w danym roku do 100 proc. Celem ustawy była „poprawa przejrzystości rynku energii. (...). Podwyższenie obliga ma na celu zwiększenie płynności i przewidywalności na rynku energii elektrycznej. Proponowane rozwiązanie jest niezbędne do uzyskania pełnej transparentności hurtowego rynku energii elektrycznej oraz uzyskania oczekiwanych efektów”⁴⁶. Jak widać, kluczowym celem prawodawcy przy podejmowaniu decyzji o wprowadzeniu obliga giełdowego było zwiększenie płynności i przejrzystości rynku.

Argumentację tę warto porównać z motywami, które przyświecały projektodawcom przy wprowadzaniu ubiegłorocznych zmian w tym zakresie.

⁴⁴ Ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. poz. 2370 z późn. zm.).

⁴⁵ Ustawa z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 2348).

⁴⁶ Uzasadnienie projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 2348); dostępne przez: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12314854/katalog/12527722#12527722>.

W uzasadnieniu do nowelizacji z 29 września 2022 roku stwierdza się, że „rynek ulega istotnemu przeobrażeniu ze względu na budowę europejskiego jednolitego rynku energii elektrycznej, zwiększony udział konsumentów w rynku oraz rosnącą produkcję energii elektrycznej ze źródeł OZE. W takich warunkach o efektywności uzyskiwanych wyników przesądzą indywidualne decyzje uczestników rynku. Aby je wspierać, należy zagwarantować adekwatne instrumenty regulacyjne, zapewniające uczestnikom rynku maksymalną możliwą swobodę w realizacji indywidualnych strategii biznesowych w ramach konkurencyjnych mechanizmów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”⁴⁷. Co więcej, w uzasadnieniu wskazano, że zostały zrealizowane cele związane z podwyższeniem poziomu obliga giełdowego do 100 proc. Co za tym idzie, uzasadnione było zniesienie ograniczeń swobody funkcjonowania podmiotów na rynku energii elektrycznej (które zdaniem prawodawców przejawiało się w stosowaniu obliga giełdowego). W tym kontekście, jak się wydaje, celem ustawy z 29 września 2022 roku

była rezygnacja z publicznoprawnej reglamentacji obrotu energią elektryczną, polegającej na nakazie sprzedaży tej energii za pośrednictwem określonych zorganizowanych form obrotu.

Warto zaznaczyć, że projekt ustawy znoszący obligo giełdowe był opiniowany przez liczne podmioty – organizacje pozarządowe. Szerszy kontekst oceny i wpływu na rynek jest zawarty w dalszej części niniejszego raportu.

Zmiany w zakresie uchylenia obliga giełdowego weszły w życie 6 grudnia 2022 roku. Oznacza to, że od tego dnia uczestnicy rynku podejmują swobodne decyzje w zakresie obrotu wytworzoną energią elektryczną, a obrót na giełdzie towarowej na zasadach wskazanych uprzednio w art. 49a Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, stanowi tylko jedną z możliwych form obrotu.

Wprowadzenie lub zniesienie obliga giełdowego uznaje się za decyzję o charakterze strictly polityczno-biznesowym, warunkowaną oceną funkcjonowania rynku przez rząd. Docelowo jednak rozważenia wymaga wprowadzenie do polskiego porządku prawnego narzędzi, które mogłyby – choćby pośrednio – wspierać płynność i przewidywalność rynku energii. Przykładem w tym zakresie mogą być rozwiązania wprowadzone przepisami rozporządzenia w sprawie obliczania limitu ceny⁴⁸. Przepisy tego rozporządzenia przewidują korzystniejsze warunki, tj. możliwość zastosowania wyższej marży przez spółki obrotu przy obliczeniu limitu cen w przypadku zakupu energii elektrycznej na giełdzie towarowej.

⁴⁷ Uzasadnienie do projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii; dostępne przez: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12342803/katalog/12759553#12759553>.

⁴⁸ Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny (Dz.U. poz. 2284 z późn. zm.).

PROJEKT ROZPORZĄDZENIA DOTYCZĄCEGO POPRAWY KSZTAŁTU EUROPEJSKIEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wprowadzenie

Zgodnie z wcześniejszymi zapowiedziami⁴⁹ 14 marca 2023 roku Komisja Europejska opublikowała projekt rozporządzenia w sprawie poprawy kształtu europejskiego rynku energii⁵⁰ wraz z dokumentem roboczym służb Komisji dotyczącym tego projektu⁵¹. Projekt zakłada wprowadzenie wielu zmian w unijnych aktach prawnych regulujących funkcjonowanie rynku energii elektrycznej, adresujących zidentyfikowane przez Komisję niedoskonałości obecnego sposobu funkcjonowania rynków – np. zbyt ściśle powiązanie cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych z rynkami krótkoterminowymi, na które znaczący wpływ miały ceny surowców kopalnych. Zmiany te mają doprowadzić do ograniczenia zmienności cen energii

PPA i kontrakty różnicowe

Projekt wprowadza do Rozporządzenia elektroenergetycznego⁵³ nowy rozdział III a, zatytułowany „Szczególne zachęty inwestycyjne dla osiągnięcia unijnego celu dekarbonizacji”. Pomimo takiego ujęcia tytułu nowo dodawanego rozdziału projektodawca unijny podkreśla znaczenie zawartych w nim rozwiązań dla ograniczenia zmienności cen energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego. Propozycje Komisji Europejskiej dotyczą dwóch funkcjonujących już (w tym na rynku polskim) rozwiązań prawnych, tj.

elektrycznej przy jednoczesnym zachowaniu impulsów inwestycyjnych, zwłaszcza w kontekście inwestycji koniecznych dla osiągnięcia celów klimatycznych UE. Wydaje się jednak, że propozycje Komisji mają charakter nie rewolucyjny, lecz ewolucyjny – oparte są bowiem na znanych już mechanizmach prawnych. W istotny sposób wzmacniają jednak i podkreślają znaczenie tych występujących już na niektórych europejskich rynkach koncepcji. Poniżej omówione zostaną krótko wybrane zmiany, których celem jest głównie ograniczenie zmienności cen energii elektrycznej oraz zmiany, których celem jest głównie dalsza intensyfikacja inwestycji w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych⁵².

długoterminowych umów zakupu energii elektrycznej, tzw. PPA (ang. power purchase agreement)⁵⁴ oraz dwustronnych kontraktów różnicowych (ang. two-way contract for difference). W zakresie PPA projekt przewiduje (poza ogólnym zobowiązaniem państw członkowskich do ułatwienia korzystania z tego rozwiązania⁵⁵) obowiązek państw członkowskich wprowadzenia instrumentów redukujących ryzyko finansowe związane z zapłatą należności przez odbiorcę energii elektrycznej. Instrumenty te powinny

⁴⁹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/ov/SPEECH_22_5493.

⁵⁰ Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design, COM(2023) 148 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023PC0148&qid=1679410882233>.

⁵¹ Commission Staff Working Document – *Reform of Electricity Market Design*, https://energy.ec.europa.eu/staff-working-document-reform-electricity-market-design_en.

⁵² Należy mieć na uwadze, że te dwie grupy zmian są ze sobą powiązane, a niektóre z proponowanych środków mają znaczenie zarówno dla ustabilizowania cen na poziomie akceptowalnym dla odbiorców, jak i zapewnienia odpowiedniego sygnału inwestycyjnego dla wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

⁵³ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. UE. L. z 2019 r. Nr 158, str. 54 z późn. zm.).

⁵⁴ Zgodnie z definicją wskazaną w projekcie PPA oznacza umowę, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zobowiązuje się do zakupu energii elektrycznej od jej wytwórcy na zasadach rynkowych. Regulacje dotyczące PPA znajdują się w art. 1 pkt 2 (w zakresie definicji) i 9 projektu; do PPA odnoszą się motywy 27–29, 35 i 36 projektu.

⁵⁵ Które to zobowiązanie w odniesieniu do umów dotyczących odnawialnych źródeł energii jest już w mocy na podstawie Dyrektywy RED II.

być dostępne dla odbiorców, którzy napotykają na barierę wejścia na rynek PPA⁵⁶. Projekt zobowiązuje również państwa członkowskie do umożliwienia wytwórcom uczestniczącym w systemach wsparcia sprzedaży części energii elektrycznej za pośrednictwem PPA i dążenia do wykorzystania kryteriów oceny uczestnictwa w tych systemach w celu tworzenia zachęty do zawierania tych umów z podmiotami, dla których dostęp do rynku PPA był ograniczony (np. preferencje dla wytwórców, którzy zawarli lub zobowiązali się do zawarcia umowy z takimi podmiotami). Jak wskazuje Komisja, PPA jako umowy długoterminowe zapewniają z jednej strony stabilność ceny energii elektrycznej w czasie dla jej odbiorcy, a z drugiej umożliwiają finansowanie nowych inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii.

Drugim rozwiązaniem jest zobowiązanie państw członkowskich do tworzenia systemów wsparcia dla nowych inwestycji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z energii wiatru, słońca, energii geotermalnej, nuklearnej i energii wody (w instalacjach bezzbiornikowych) polegających na bezpośrednich dopłatach do ceny tej energii w postaci dwustronnych kontraktów różnicowych.

Zgodnie z definicją zawartą w projekcie dwustronny kontrakt różnicowy oznacza umowę zawartą między operatorem jednostki wytwórczej a kontrahentem, zwykle podmiotem publicznym, która zapewnia zarówno ochronę minimalnego wynagrodzenia, jak i ograniczenie nadmiernego wynagrodzenia⁵⁷. Innymi słowy, na podstawie takiej umowy obie strony uzyskują gwarancję wysokości ceny. Systemy wsparcia mające formę dwustronnego kontraktu różnicowego powinny być zaprojektowane w taki sposób, by nadwyżka wynikająca z różnicy pomiędzy ceną rozliczenia kontraktu a ceną rynkową, gdy cena rynkowa jest wyższą z cen (dodatnie saldo), była dystrybuowana pomiędzy wszystkich odbiorców końcowych energii elektrycznej na podstawie ich udziału w zużyciu, z jednoczesnym zapewnieniem dostępu do cen energii bazujących na produkcji z OZE. Redystrybucja ta nie powinna jednak prowadzić do zniechęcenia odbiorców końcowych do obniżenia zużycia lub zużywania energii elektrycznej przede wszystkim w okresach, w których ceny energii elektrycznej są niskie, ani zakłócać konkurencji pomiędzy dostawcami energii elektrycznej.



⁵⁶ W motywie 27 projektu Komisja zauważa, że jedynie duzi odbiorcy są w stanie przedstawić odpowiednie zabezpieczenie ryzyka braku płatności, co przyczynia się do niewielkiej popularności PPA. Zgodnie z postanowieniami projektu to wspierane przez państwo systemy gwarancji dla PPA powinny zawierać postanowienia w celu uniknięcia obniżenia płynności rynku energii i nie mogą wspierać PPA dotyczących energii elektrycznej produkowanej z paliw kopalnych.

⁵⁷ Definicja wskazuje również, że umowa ta ma na celu zachowanie zachęt dla wytwórcy energii elektrycznej do działania i efektywnego uczestnictwa w rynkach energii elektrycznej oraz jest zgodna z zasadami określonymi w art. 4 ust. 2 i art. 4 ust. 3 akapit pierwszy i trzeci dyrektywy (UE) 2018/2001. Regulacje dotyczące dwustronnych kontraktów różnicowych zawarte są w art. 1 pkt 2 (w zakresie definicji) i 9 projektu; do dwustronnych kontraktów różnicowych odnoszą się motywy 30–36 projektu.

Huby wirtualne

Kolejnym z rozwiązań zaproponowanych w projekcie jest stworzenie wirtualnych hubów⁵⁸. Zgodnie z definicją przewidzianą w projekcie wirtualny hub to niefizyczny region obejmujący więcej niż jeden obszar rynkowy (ang. bidding zone), dla którego ustalana jest cena indeksowana (referencyjna⁵⁹). Szczegóły dotyczące funkcjonowania tych wirtualnych hubów mają zostać uregulowane przez ENTSO-E. Zgodnie z preambułą projektu wirtualne huby nie powinny być

rozumiane jako podmioty organizujące lub realizujące transakcje. Rolą hubu jest agregacja cen z wielu obszarów rynkowych i obliczenie oraz udostępnienie na ich podstawie ceny referencyjnej. Cena ta ma być wykorzystywana przez operatorów rynku do oferowania terminowych produktów zabezpieczających. Celem takiego rozwiązania jest ograniczenie fragmentacji rynku terminowego i zwiększenie jego płynności, odczuwalnej w wielu obszarach rynkowych.

Obowiązek hedge'owania cen energii

Projekt zawiera również postanowienia⁶⁰ dotyczące obowiązków dostawców energii elektrycznej w zakresie zarządzania ryzykiem. Zgodnie z tymi rozwiązaniami krajowe organy regulacyjne zostały zobowiązane do zapewnienia, że dostawcy energii elektrycznej posiadają i stosują odpowiednie strategie hedgingowe w celu zminimalizowania ryzyka zmian na hurtowym rynku energii elektrycznej dla ekonomicznej

opłacalności umów z odbiorcami, przy jednoczesnym zachowaniu płynności rynków krótkoterminowych i sygnałów cenowych z tych rynków. Państwa członkowskie mogą wymagać, by część ekspozycji na ryzyko była zabezpieczana przez dostawców energii elektrycznej z wykorzystaniem PPA dotyczących energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii.

⁵⁸ Art. 1 pkt 2 (w zakresie definicji) i 6 projektu oraz motywy 19–21 projektu.

⁵⁹ Definicja zawarta w projekcie posługuje się pojęciem index price, jednak dalsze postanowienia odpowiednich regulacji odnoszą się do reference price.

⁶⁰ Art. 2 pkt 6 projektu.



Regulacje dotyczące kryzysu cenowego

Projekt⁶¹ przyznaje również Komisji kompetencję do ogłoszenia w drodze decyzji regionalnego lub ogólnounijnego kryzysu cenowego na maksymalnie rok, jeśli spełnione są następujące warunki:

- zaistniały bardzo wysokie ceny na hurtowych rynkach energii elektrycznej, przewyższające co najmniej dwuipółkrotnie średnią cenę z ostatnich 5 lat i spodziewane jest utrzymanie się tej sytuacji przez co najmniej 6 miesięcy,
- wystąpił gwałtowny wzrost cen detalicznych energii elektrycznej o co najmniej 70 proc. i spodziewane jest utrzymanie się tej sytuacji przez co najmniej 6 miesięcy,
- wzrost cen energii elektrycznej negatywnie wpływa na gospodarkę w szerszym zakresie.

W okresie ogłoszonego przez Komisję kryzysu cenowego państwa członkowskie mogą zastosować ukierunkowane interwencje w kształtowanie ceny energii elektrycznej dla małych i średnich przedsiębiorstw oraz wyjątkowo i tymczasowo ustalić cenę energii elektrycznej poniżej kosztów (przy spełnieniu określonych w projekcie warunków).

Pozostałe środki

Projekt przewiduje również wiele środków mających na celu ułatwienie zwiększenia szybkości i skali wejścia na rynek mocy wytwórczych opartych na odnawialnych źródłach energii. Rozwiązania te dotyczą m.in. zapewnienia możliwości obrotu energią elektryczną w czasie możliwe zbliżonym do rzeczywistego, zwiększenia roli usług elastyczności sieci, magazynowania i odpowiedzi odbioru, a także

Co istotne, regulacje dotyczące kryzysu cenowego nie przewidują możliwości wprowadzenia analogicznych do zastosowanych obecnie środków w postaci ograniczenia przychodu niektórych wytwórców.

nałożenia na operatorów obowiązków informacyjnych dotyczących dostępnych w ich sieciach mocy. Wszystkie te rozwiązania mają doprowadzić do polepszenia możliwości przyłączania nowych jednostek wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii do sieci i zwiększenia możliwości ich udziału we wszystkich rynkach energii elektrycznej.

⁶¹ Art. 2 pkt 10 projektu.



**WPŁYW ZMIAN
REGULACYJNYCH
NA RYNEK ENERGII
ELEKTRYCZNEJ
W POLSCE**

WPŁYW ROZPORZĄDZENIA ORAZ USTAWY O ŚRODKACH NADZWYCZAJNYCH NA FUNKCJONOWANIE RYNKU HURTOWEGO

Niektóre konsekwencje wdrożenia Ustawy z 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku mogą mieć negatywny wpływ na stabilność finansową podmiotów działających na rynku energii. Obowiązek przekazywania odpisów na Fundusz stanowi dodatkowe finansowe obciążenie dla spółek obrotu oraz wytwórców będących uczestnikami rynku towarowego. W skrajnych przypadkach konieczność przekazywania odpisów na Fundusz może przyczynić się do niewypłacalności uczestników rynku.

Kolejnym potencjalnym długoterminowym ryzykiem realizacji wprowadzonych ustawą z 27 października 2022 roku rozwiązań jest ograniczenie liczby uczestników rynku. Ryzyko to związane jest z obniżeniem atrakcyjności uczestniczenia w krajowym rynku energii podmiotów zagranicznych. Podmioty te, posiadając dostęp do rynków, na których nie występuje ograniczenie wysokości możliwej do osiągnięcia marży, mogą nie być zainteresowane prowadzeniem działalności handlowej w Polsce i w konsekwencji – wycofywać się z polskiego rynku energii elektrycznej.

Wspomniane czynniki, tj. zmniejszenie liczby uczestników rynku oraz brak stabilności finansowej, mogą bezpośrednio przełożyć się na poziom płynności na rynku giełdowym. Zapewnienie płynności jest istotne przede wszystkim ze względu na zapewnienie wiarygodności notowanych indeksów, w tym m.in. wskaźnika cenowego określonego w art. 8 ust. 7 ustawy z 27 października 2022 roku, lub innych, które wykorzystywane są do rozliczeń podmiotów przez Zarządcę Rozliczeń m.in. zgodnie z ustawą o OZE⁶²,

a w przyszłości zgodnie z ustawą o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych⁶³.

Warto przypomnieć, że transakcje na rynku spot, zawierane zarówno na TGE, jak i innych NEMO (ang. nominated electricity market operators, nominowani operatorzy rynku energii elektrycznej) działających w Polsce, są wykorzystywane przez Operatora Systemu Przesyłowego do wyznaczania tzw. rynkowej ceny energii na rynku bilansującym, a także stanowią podstawę do rozliczeń umów bilateralnych. Ponadto przy niskiej płynności obrotu na rynku terminowym oraz rynku spot wzrasta ryzyko wpływu pojedynczych transakcji na wskaźniki cenowe. Niska płynność utrudnia także możliwość zamykania otwartych pozycji, np. w celu ograniczenia strat przy niekorzystnych zmianach cen, przez co zwiększa ryzyko finansowe spółek obrotu i wytwórców energii.

Kluczowe będzie zatem stałe prowadzenie weryfikacji i monitorowanie praktycznego stosowania przepisów ustawy. Szczególnie istotne wydaje się przeprowadzenie oceny wpływu przepisów na transparentność obrotu i wiarygodność wskaźników cenowych.

W tym kontekście pozytywnie należy ocenić rozwiązania zawarte w ustawie z 27 października 2022 roku dotyczące zachęty do dokonywania transakcji za pośrednictwem giełdy. Rekomendowane jest jednak rozszerzenie puli podmiotów objętych tym korzystnym dla utrzymania płynności rynku hurtowego rozwiązaniem. Powinno ono dotyczyć nie tylko spółek obrotu, lecz również producentów energii – którzy przed zniesieniem obliża giełdowego zapewniali odpowiedni poziom podaży energii na rynku.

⁶² Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015 poz. 478).

⁶³ Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. 2021 poz. 234).

ZNIENIE OBLIGA GIEŁDOWEGO DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

TGE oraz Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wyrazili swoje opinie dotyczące planów zniesienia obliga giełdowego. Jako główne zagrożenia wynikające z realizacji tych planów wskazywano spadek transparentności oraz płynności rynku (głównie terminowego), a także wzrost znaczenia transakcji w grupach zintegrowanych pionowo – zależnych nie od cen rynkowych, lecz od polityki cen transferowych. Obie instytucje wyraziły także obawę o obniżenie bezpieczeństwa obrotu na krajowym rynku hurtowym.

Likwidacja obliga giełdowego – w ocenie Urzędu Regulacji Energetyki – może spowodować dodatkowo trudności w wypełnieniu przez Polskę warunków szczegółowo opisanych w art. 3 oraz art. 7–8 Rozporządzenia elektroenergetycznego, tj. warunków dotyczących przejrzystości zasad dotyczących funkcjonowania rynków energii elektrycznej, rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego oraz obrotu na nich. Obawy te podzieliła również duża część podmiotów biorących udział w konsultacjach projektu przepisów znoszących obligo⁶⁴.

Należy dodać, że równoległe do prac nad zniesieniem obliga giełdowego dla energii elektrycznej wypracowano rozwiązania tymczasowe w ramach ustawy covidowej⁶⁵ w zakresie obniżenia wymaganych depozytów zabezpieczających w izbach rozliczeniowych, niezbędnych do funkcjonowania

podmiotów na rynku towarów giełdowych energii elektrycznej. Takie rozwiązanie wpłynęło pozytywnie na rynek, ponieważ w bardzo dużym stopniu obniżyło obciążenie finansowe podmiotów objętych obowiązkiem sprzedaży energii na TGE oraz innych NEMO w Polsce. Należy pamiętać, że krajowa giełda towarowa nie ma monopolu na obrót energią elektryczną, a obligo giełdowe mogło być realizowane za pośrednictwem dwóch innych niezależnych NEMO działających w Polsce. Kwestia powrotu do dyskusji nad rozwiązaniami poprawiającymi płynność (głównie na rynkach terminowych) pozostaje otwarta. Rozwiązania takie nie muszą wiązać się z powrotem do **częściowej formuły** obliga giełdowego⁶⁶. Istotne jest jednak wypracowanie odpowiedniego mechanizmu zachęty dla wytwórców do uczestnictwa w rynku terminowym, w celu stabilizacji oraz zapewnienia przewidywalności cen energii elektrycznej w przyszłości. Rozważenie wprowadzenia takiego instrumentu regulacyjnego jest zasadne również w świetle celu, w ramach projektu Electricity Market Design, poprawy płynności na rynkach terminowych. Agencja ACER zwraca, **w sytuacji spadającej płynności rynków forward**, obecnie szczególną uwagę na stosunkowo niską płynność rynków **energii elektrycznej** w Europie⁶⁷. Działania **praktyczne w tym zakresie** zmierzające do poprawy płynności rynku i stabilizacji cen nabierają **istotnego** znaczenia w dobie kryzysu energetycznego.

⁶⁴ Szerzej: Biuletyn Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12342803/katalog/12759553#12759553>.

⁶⁵ Ustawa z dnia 31 marca 2020 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2020 poz. 568.

⁶⁶ Według zgłoszonych poprawek w procesie legislacyjnym do projektu ustawy z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii. Druk nr 2737 Uchwała Senatu RP w sprawie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii.

⁶⁷ Policy paper on further development of the EU electricity forward Market Public workshop 13 March 2023.



WSTĘPNA OCENA PROPOZYCJI REFORMY RYNKU W RAMACH PROJEKTU ROZPORZĄDZENIA DOTYCZĄCEGO POPRAWY KSZTAŁTU EUROPEJSKIEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Zaproponowana reforma rynku zmierza do zapewnienia długoterminowej stabilności cen energii dla odbiorców końcowych, czego źródłem ma być poprawa płynności na rynkach oraz zwiększona dostępność energii elektrycznej z OZE. Narzędziem do realizacji tych celów ma być szersze zastosowanie kontraktów PPA, poprawa płynności na rynkach giełdowych oraz szersze wdrożenie i ujednoczenie finansowych kontraktów różnicowych. Drugim, nie mniej istotnym elementem, jest poprawa bezpieczeństwa energetycznego poprzez rozwój usług i produktów w zakresie ograniczania zapotrzebowania w godzinach szczytowych czy wdrożenia usług elastyczności w obszarach sieci dystrybucyjnych przy zwiększonej generacji OZE.

Reforma rynku energii elektrycznej zaproponowana przez Komisję Europejską ma na celu, jak to już wskazano powyżej, stabilizację cen energii elektrycznej przy jednoczesnej realizacji celów klimatycznych Unii Europejskiej. Jednym z głównych narzędzi zaproponowanych w tym zakresie przez Komisję jest szersze wykorzystanie kontraktów długoterminowych – zarówno PPA, jak i kontraktów różnicowych.

Kontrakty długoterminowe niewątpliwie są narzędziem ograniczającym ryzyko cenowe. Należy jednak pamiętać, że inne ryzyka rynkowe nie są za pomocą nich usuwane – a jedynie rozkładane pomiędzy strony kontraktu w różnych proporcjach. Wydaje się, że konieczne jest położenie nacisku na profesjonalizację kwestii zarządzania tymi kontraktami – po stronie zarówno odbiorców, jak i wytwórców, a także

ewentualnych pośredników. Kluczowe jest, by strony umowy oraz ewentualne podmioty je wspierające miały dostęp do szerokiego zakresu możliwości hedgingu (w szczególności płynnych rynków giełdowych forward i rynków OTC). Zasadne jest również oparcie generacji energii elektrycznej sprzedawanej w takich kontraktach na źródłach wytwórczych odpornych na fluktuacje rynku paliwowego – co zostało najlepiej potwierdzone w trakcie obecnego kryzysu energetycznego.

Elementami ograniczającymi rozwój PPA, jako kontraktów długoterminowych, są w ocenie TGE: (a) brak standaryzacji tych instrumentów i będącej jej konsekwencją (b) jasnej informacji dla uczestników rynku o cenie energii elektrycznej oraz (c) asymetria w podejściu do zabezpieczania ryzyk kontrahentów. Obecnie to zwykle kupujący musi zapewnić odpowiedni poziom zabezpieczenia finansowego. W tym kontekście pozytywnie ocenić należy dążenie Komisji Europejskiej do wprowadzenia mechanizmów gwarancji finansowych, które służyć mają ułatwieniu dostępu do rynku PPA podmiotom nieposiadającym możliwości odpowiedniego zabezpieczenia kontraktów we własnym zakresie. Gwarancje takie mogłyby przybrać formy podobne do stosowanych przez giełdy dla instrumentów standaryzowanych oraz systemów gwarancji rozliczeń i dostawy w ramach izb rozliczeniowych.

Równocześnie nie należy zapominać o tym, że obowiązujące regulacje europejskiego rynku energii elektrycznej promują również funkcjonowanie





podmiotów na rynku spot i stosowanie taryf dynamicznych dla odbiorców końcowych. Rozwiązania te mają generować sygnały cenowe, które z jednej strony spowodują ograniczenie zapotrzebowania w godzinach szczytowych, a z drugiej będą stymulować budowanie rynku usług elastyczności lub takich technicznych rozwiązań jak magazyny energii. W tym kontekście pożądane jest zrównoważenie możliwości wyboru przez odbiorców pomiędzy zaopatrywaniem się w energię elektryczną na rynku spot⁶⁸ a korzystaniem z ofert z długoterminowo gwarantowaną ceną.


Pozytywnie należy ocenić również postulat poprawy płynności na rynkach. Uczestnicy krajowego rynku energii elektrycznej podkreślają, że płynność rynku spot jest niewystarczająca (choć wydaje się, że przy obecnym trendzie wzrostu obrotów na rynku dnia następnego i bieżącego jest ona lub stanie się wkrótce adekwatna do potrzeb uczestników rynku). W zakresie rynku terminowego, po zniesieniu obliża giełdowego w Polsce, następuje systematyczny spadek obrotów. Możliwe jest, że luka w zakresie dostępności oferty terminowej zostanie wypełniona w przyszłości przez kontrakty OTC. Zawieranie umów poza rynkiem regulowanym zwykle wiąże się z mniejszym bezpieczeństwem obrotu i nie zapewnia odpowiedniej transparentności cen. Proponowane przez Komisję Europejską środki poprawy płynności rynków energii elektrycznej wymagają jednak dalszej poszerzonej dyskusji. Wątpliwości budzić może przykładowo propozycja utworzenia wirtualnego hubu dla rynku forward z uwagi na brak precyzyjnych zasad jego

funkcjonowania w proponowanych przepisach i roli uczestników rynku, platform obrotu oraz operatorów systemów przesyłowych w przedmiotowym zakresie. Kluczowa jest dalsza praca nad standardami zabezpieczeń wpływających na strategie handlowe i finansowe uczestników rynku. Środkiem poprawy płynności mogłoby być również wprowadzenie na rynek dostawców płynności, którzy na zasadach komercyjnych lub określonych w odpowiednich regulacjach prawnych zapewniłoby odpowiednią podaż energii elektrycznej.

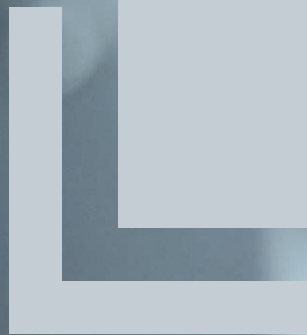
Dalszych konsultacji wymaga kwestia wdrożenia i harmonizacji systemów wsparcia odnawialnych źródeł energii poprzez wprowadzenie stosowania obowiązkowych kontraktów różnicowych dla nowych instalacji OZE. Zasada działania tych kontraktów jako form udzielania pomocy publicznej jest podobna do założeń instrumentów futures na giełdach, w których mechanizm wypłat opiera się na modelu rozliczeń mark-to-market, z indeksem bazowym tych instrumentów ustalonym na rynku spot energii elektrycznej. Propozycja Komisji Europejskiej niewątpliwie unifikuje przyszły model wsparcia i może ułatwić korzystanie z niego przez wytwórców. Należy jednak zweryfikować wpływ takiego ujednoczonego modelu wsparcia na mechanizmy dobrowolnego zabezpieczania się na rynkach futures lub w ekwiwalentnych transakcjach OTC, zwłaszcza w zakresie potencjalnego zmniejszenia liczby transakcji, a co za tym idzie obniżenia płynności i transparentności na tych rynkach.

⁶⁸ Np. w przypadku odbiorców, którzy unikają w ten sposób ponoszenia kosztów premii za ryzyko cenowe umowy ze stałą ceną lub którzy mają możliwość dostosowania swojego zużycia do cen energii zmiennych w czasie.





**PERSPEKTYWY
ZLIBERALIZOWANEGO
MODELU RYNKU
ENERGII W POLSCE**



STAN RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W 2023 ROKU

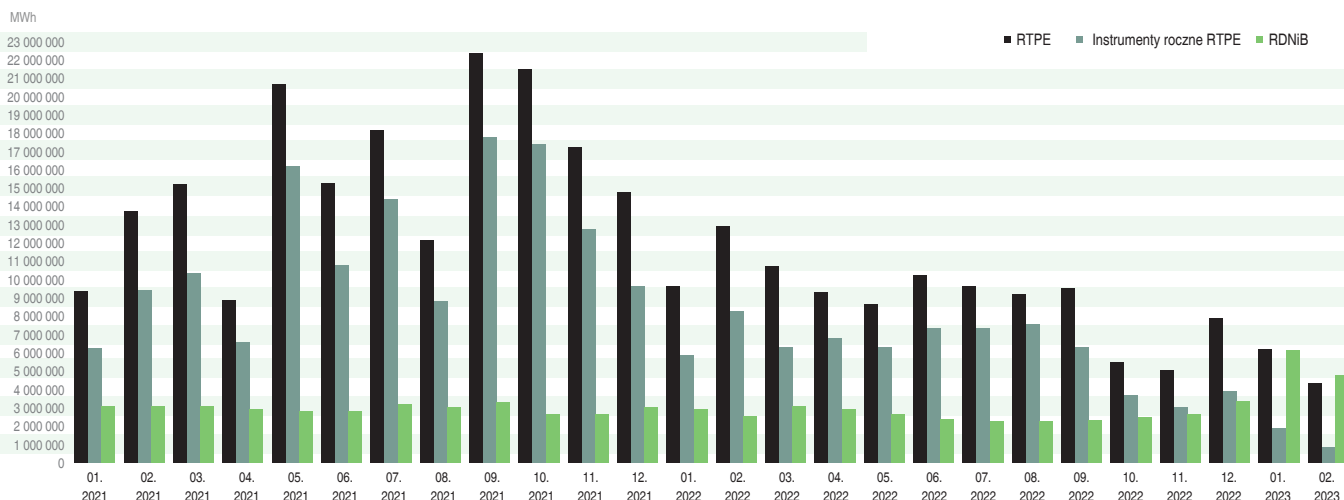
Kryzys energetyczny doprowadził – wraz z rekordowymi wzrostami cen – do zmniejszenia obrotów energią elektryczną dla dłuższych okresów wykonania. Efekt ten nie był jeszcze bardzo wyraźnie widoczny na TGE w roku 2021, kiedy to w jego drugiej połowie porównanie rok do roku obarczone było nieco zaniżoną bazą wyjątkowego roku 2020 (z uwagi na spadek zapotrzebowania w trakcie pandemii), a ceny z trzech ostatnich kwartałów roku 2022 były wciąż bardzo dalekie od ekstremalnie wysokich poziomów. Rok 2022 przyniósł dużo niższe obroty na RTPE (rynek terminowy energii elektrycznej prowadzony przez TGE) rok do roku w dziesięciu miesiącach – wyjątkami były styczeń i kwiecień. Okres szczególnie dotkliwych spadków płynności był skorelowany z dyskusją nad zniesieniem obowiązku sprzedaży energii elektrycznej (obliga giełdowego) i jego procedowaniem zakończonym w listopadzie. W październiku i listopadzie obroty na giełdowym rynku terminowym zmniejszyły się rok do roku o blisko trzy czwarte, tj. do poziomów poniżej 5,5 TWh miesięcznie, czyli najniższych od roku 2017. Ostatecznie miniony rok zakończył się na RTPE spadkiem względem 2021 roku o 42,7 proc., do 108,3 TWh – a zatem, wyjąwszy lata 2016–2017, do poziomu najniższego od roku 2011. Początek roku 2023 przyniósł w tym obszarze tylko nieznaczne polepszenie płynności względem najtrudniejszych miesięcy roku poprzedniego. Obroty w pierwszym kwartale 2023 były o 42,3 proc. niższe niż w analogicznym okresie roku 2022, co na koniec roku może przełożyć się na ponad 60-procentowy spadek względem obrotów z lat 2018–2021. Dotkliwy dla uczestników rynku jest przede wszystkim kryzys płynności dla instrumentów z najdłuższym okresem dostawy. Najważniejsze pod kątem wolumenu energii elektrycznej były dotychczas instrumenty roczne, dla których spadek obrotów wyniósł na TGE w pierwszym kwartale 2023 roku ponad 80 proc. względem pierwszego kwartału roku 2021 oraz aż 87,8 proc.

względem rekordowego w tym zakresie pierwszego kwartału roku 2020. Pozytywnym zjawiskiem są wysokie obroty instrumentami z krótszymi okresami wykonania.

Kontrastowe zmiany widoczne są zwłaszcza przy uwzględnieniu rynku krótkoterminowego spot, na którym rok 2023 przyniósł obroty pod wieloma względami znacznie przekraczające dotychczasowe rekordy. W ujęciu miesięcznym na rynku dnia następnego przekroczonego poziom 5,5 TWh, na rynku dnia bieżącego zaś 0,6 TWh. Oba rekordy dotyczą stycznia 2023 roku, w którym na rynkach spot odnotowano łączny wolumen obrotu na poziomie blisko 6,2 TWh, tj. aż o 79,9 proc. przekraczający niewiele wcześniej ustanowiony rekord z grudnia 2022 roku (tj. 3,44 TWh, o 4,4 proc. przekraczające 3,29 TWh z września roku 2021). Na tak spektakularne wyniki wpływ miały zarówno regulacyjne zachęty do obrotu giełdowego (na poziomie rozporządzenia o limitach cen), jak i zwiększenie dostępnych mocy przesyłowych, spowodowane ustabilizowaniem stanu europejskich systemów energetycznych, a także umożliwienie pod koniec roku 2022 obrotu na rynku dnia bieżącego dla połączenia ze Słowacją.

Problemy z płynnością dotknęły w 2022 roku także największe europejskie rynki energii elektrycznej. Obrót giełdowy kontraktami dla strefy nordyckiej (Norwegia, Dania, Szwecja i Finlandia) zmalał na Nasdaq Commodities rok do roku aż o 58 proc., do 182,5 TWh. Względnie mniejszy, choć równie gwałtowny, był spadek na największym rynku europejskim – rynku niemieckim. Obroty podstawowymi formami derywatów na energię elektryczną zużywaną w tym kraju zmniejszyły się na EEX o 27 proc. rok do roku, do 2250 TWh, a zatem aż o 847,5 TWh. Należy pamiętać, że wolumeny te,

Rys. 6. Wolumeny obrotu energią elektryczną na TGE w latach 2021–2022



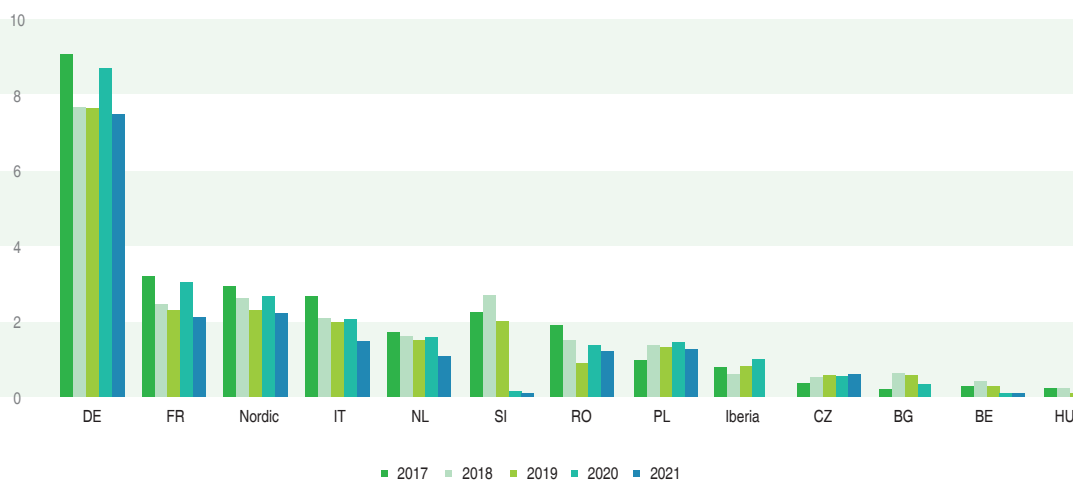
Źródło: Opracowanie TGE.

raportowane przez EEX, uwzględniają rejestrowane tam do rozliczenia kontrakty pozasesyjne. Powyższe statystyki potwierdzają jednak istotne obniżenie płynności europejskich rynków terminowych energii elektrycznej. Podobnie jak na TGE, ów spadek był mało widoczny na rynkach spot, choć np. obroty dla dostawy w dniu następnym w Niemczech zmalały rok do roku o 12 proc. Spadki obrotów w innych obszarach obsługiwanych przez giełdę EPEX spot były jednak raczej mniejsze lub żadne, przy czym obroty

na rynkach dnia bieżącego były tam w roku ubiegłym wręcz rekordowe (wzrost na wszystkich rynkach prowadzonych przez ww. giełdę o 9 proc. rok do roku, do 134,6 TWh).

Należy dodać, że rynki terminowe dla poszczególnych kluczowych obszarów dostawy energii elektrycznej charakteryzują się różnorodną płynnością, a polska giełda plasowała się dotychczas w tym aspekcie mniej więcej w środku rankingu państw UE.

Rys. 7. Wskaźniki obrotu wtórnego na największych europejskich rynkach terminowych w latach 2017–2021



Źródło: Opracowanie ACER – Policy paper on further development of the EU electricity forward market, 15 marca 2023 r.

PERSPEKTYWY DLA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wydaje się, że zniesienie obliwa giełdowego oraz wprowadzenie środków interwencyjnych dotyczących również spółek obrotu w Polsce nie przyczyni się w krótkiej perspektywie do poprawy płynności rynku hurtowego, na co jasno wskazują wolumeny transakcji na rynku forward w pierwszym kwartale 2023 roku. Utrudnione jest również określenie spodziewanych długoterminowych kosztów zakupu głównego paliwa wykorzystywanego w Polsce do produkcji energii, tj. węgla kamiennego (o czym świadczy zmienność krajowych cen oraz bilansu tego surowca na rok 2024 i późniejsze lata). Co za tym idzie, trudno spodziewać się w najbliższych miesiącach przyrostu ofert sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach opartych na węglu w długich okresach dostawy. Jest to istotny czynnik wpływający negatywnie na płynność rynków terminowych w okresach przekraczających kolejny rok dostawy. W konsekwencji gwarantem płynności dla długoterminowego hedgingu mogą stać się producenci wykorzystujący węgiel brunatny oraz odnawialne źródła energii.

W przyszłości należy oczekiwać zmiany krajowej struktury rynku z uwagi na zagadnienia, takie jak czynniki fundamentalne stanowienia cen, koncentracja rynku w wyniku powstania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE), pojawianie się nowych graczy z sektora OZE oraz

kształtowanie strategii handlowych spółek obrotu w zakresie funkcjonowania po okresie interwencji państwowej. W najbliższym czasie kluczowe znaczenie dla kreowania płynności będą mieć nadal źródła konwencjonalne (z zastrzeżeniem wspomnianych ograniczeń dotyczących producentów wykorzystujących węgiel kamienny). Rosnąć będzie również znaczenie spółek obrotu związanych z sektorem OZE, a pozostała aktywność na hurtowym rynku energii będzie pochodną płynności poszczególnych jego segmentów, tj. rynku dnia bieżącego, następnego oraz forward, czy też atrakcyjności rynku detalicznego (w przypadku dalszego utrzymywania obowiązków taryfowych).

Kolejnym istotnym elementem z punktu widzenia polskiego rynku energii mogą być również instrumenty finansowe w formie kontraktów futures. Ich upowszechnienie mogłoby stanowić odpowiedź na postulaty zgłaszane przez przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną oraz branżę OZE. Wdrożenie takich rozwiązań wymaga jednak pojawienia się nowych graczy z sektora finansowego: z jednej strony – aby zapewnić płynność dla instrumentów pochodnych, z drugiej – aby wnieść know-how i kompetencje w zakresie usług dla finansowego rynku towarowego.





Towarowa Giełda Energii (TGE) od ponad 20 lat jest kluczową instytucją na krajowej mapie energetycznej. Zapewnia nie tylko bezpieczne i przejrzyste rozwiązania giełdowe na światowym poziomie, ale także usługi w zakresie obrotu produktami energetycznymi i rolnymi. Kompleksowość oraz różnorodność oferty pozycjonują TGE w czołówce europejskich giełd. Spółka działa pod nadzorem KNF i jako jedyna licencjonowana giełda towarowa w Polsce posiada zezwolenie na prowadzenie rynku regulowanego. TGE aktywnie działa na europejskim Rynku Dnia Następnego SDAC w modelu PCR oraz na Rynku Dnia Bieżącego SIDC w modelu XBID, może się również poszczycić statusem Nominowanego Operatora Rynku Energii Elektrycznej (NEMO) dla polskiego obszaru cenowego. Giełda znajduje się ponadto na opublikowanej przez ACER liście platform do raportowania danych transakcyjnych zgodnie z wymogami REMIT. W skład Grupy Kapitałowej TGE, poza Towarową Giełdą Energii, wchodzi także Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych oraz InfoEngine.

Towarowa Giełda Energii S.A.

ul. Książęca 4
00-498 Warszawa
press@tge.pl
tge.pl | gpi.tge.pl | air.tge.pl



WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr sp. k. jest jedną z największych polskich kancelarii prawnych o międzynarodowym zasięgu. W ramach prawie 130-osobowego zespołu ekspertów i 30 specjalizacji oferuje klientom kompleksowe rozwiązania prawne. Kancelaria jako jedna z niewielu na rynku doradza w projektach dla wszystkich sektorów rynku energii (włączając w to sektor gazownictwa, a także ciepłowniczy, elektroenergetyczny, paliwowy czy OZE), zapewniając kompleksową obsługę prawną tego sektora – doradzając m.in. w zakresie prawa konkurencji, zamówień publicznych, projektów infrastrukturalnych, bankowości i finansów, fuzji i przejęć czy też ochrony środowiska. Kancelaria WKB posiada także duże doświadczenie w relacjach z regulatorami rynku energii, zarówno na poziomie krajowym, jak i Unii Europejskiej. Realizowała szereg projektów legislacyjnych dla towarzystw branżowych oraz ministerstw, a także projekt dla Prezesa URE.

WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr sp. k.

pl. Małachowskiego 2
00-066 Warszawa

andrzej.ocalewicz@wkb.pl
wkb.pl



 **TGE WKB**
lawyers 

Warszawa, 24 kwietnia 2023 r.