

RAPORT OSW



OSW

**POLITYKA ENERGETYCZNA
W CZASIE WOJNY I TRANSFORMACJI**
PRIORYTETY PAŃSTW EUROPY
ŚRODKOWO-WSCHODNIEJ I NIEMIEC

Agata Łoskot-Strachota

WARSZAWA
MARZEC 2025

**POLITYKA ENERGETYCZNA
W CZASIE WOJNY I TRANSFORMACJI**
PRIORYTETY PAŃSTW EUROPY
ŚRODKOWO-WSCHODNIEJ I NIEMIEC

Agata Łoskot-Strachota

© Copyright by Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia

REDAKCJA MERYTORYCZNA

Wojciech Konończuk

REDAKCJA

Szymon Sztyk

WSPÓŁPRACA

Małgorzata Zarębska

MAPY I WYKRESY

Wojciech Mańkowski

OPRACOWANIE GRAFICZNE

OSW

SKŁAD

Wojciech Mańkowski

ZDJĘCIE NA OKŁADCE

stetsko / Shutterstock.com



Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia

ul. Koszykowa 6a, 00-564 Warszawa

tel.: (+48) 22 525 80 00, info@osw.waw.pl

www.osw.waw.pl

ISBN 978-83-68327-21-2

Spis treści

I. WSTĘP. TRANSFORMACJA W CZASACH WOJNY | 5

II. EUROPA ŚRODKOWO-WSCHODNIA I NIEMCY WOBEC TRYLEMATU ENERGETYCZNEGO | 9

1. Transformacja energetyczna w Europie Środkowo-Wschodniej i w Niemczech | **9**
2. Bezpieczeństwo energetyczne regionu | **14**
3. Ceny energii i konkurencyjność | **22**

III. ENERGETYCZNE PRIORYTETY I WYZWANIA PAŃSTW EUROPY ŚRODKOWO-WSCHODNIEJ I NIEMIEC | 27

1. Litwa (*Joanna Hyndle-Hussein*) | **27**
2. Łotwa (*Bartosz Chmielewski*) | **29**
3. Estonia (*Bartosz Chmielewski*) | **31**
4. Czechy (*Krzysztof Dębiec*) | **33**
5. Słowacja (*Krzysztof Dębiec*) | **35**
6. Węgry (*Ilona Gizińska*) | **37**
7. Polska (*Agata Łoskot-Strachota, Stanisław Barański, Magdalena Maj*) | **39**
8. Rumunia (*Kamil Całus*) | **42**
9. Bułgaria (*Łukasz Kobeszko, Agata Łoskot-Strachota*) | **44**
10. Chorwacja (*Paulina Wankiewicz*) | **47**
11. Słowenia (*Paulina Wankiewicz, Jan Nowinowski*) | **49**
12. Niemcy (*Michał Kędzierski*) | **51**

IV. PODSUMOWANIE I WNIOSKI | 53

1. Wojna, transformacja i pytania o unijną politykę energetyczną | **53**
2. Cele i interesy państw Europy Środkowo-Wschodniej i Niemiec | **54**

Autorką pierwszej, drugiej i czwartej części raportu jest Agata Łoskot-Strachota. Trzecią, najobszerniejszą napisali Stanisław Barański, Krzysztof Dębiec, Kamil Całus, Bartosz Chmielewski, Ilona Gizińska, Joanna Hyndle-Hussein, Michał Kędziński, Łukasz Kobeszko, Agata Łoskot-Strachota, Magdalena Maj, Jan Nowinowski i Paulina Wankiewicz. Wszystkie wymienione osoby wniosły też istotny wkład w powstanie całego tekstu.

Szczególne podziękowania należą się Michałowi Kędzińskiemu i Magdalenie Maj za nieocenioną pomoc w zbieraniu i opracowywaniu danych do wykresów oraz Stanisławowi Barańskiemu, Krzysztofowi Dębcowi i ponownie Michałowi Kędzińskiemu za wnikliwą lekturę całości oraz liczne trafne sugestie i spostrzeżenia.

I. WSTĘP. TRANSFORMACJA W CZASACH WOJNY

Sytuacja na unijnych rynkach energii i polityka energetyczna UE kształtowane są w ostatnich latach przez dwa równoległe głębokie procesy: transformację energetyczną i bezprecedensowe kryzysy zmieniające sytuację międzynarodową, w tym także w wymiarze bezpieczeństwa, powiązań handlowych czy konkurencyjności gospodarek. Oba gruntownie przekształcają europejskie i światowe systemy energetyczne, jednak ich natura jest odmienna. O ile transformacja – przynajmniej w punkcie wyjścia – była zaplanowaną, długofalową strategią, o tyle międzynarodowe turbulencje występowały w dużej mierze nieprzewidzianie i trwają do dziś. To zderzenie długofalowych i krótkoterminowych wyzwań i celów stanowi więc też istotny kontekst formułowania dziś unijnej polityki energetycznej.

Dążenie do osiągnięcia w 2050 r. neutralności klimatycznej i w rezultacie skokowego ograniczenia emisyjności unijnej gospodarki to od wielu lat priorytet UE i de facto jej dogmat. Bezpośrednią konsekwencją jest ścisłe powiązanie polityki energetycznej z celami klimatycznymi (polityka energetyczno-klimatyczna UE). Transformacji energetycznej ma służyć architektura unijnych instrumentów (cele klimatyczne, system handlu emisjami, „zazielenienie” unijnych finansów, zarządzanie unią energetyczną, relacje zewnętrzne itd.), a regulujące je akty prawne, wypracowane m.in. w ramach Zielonego Ładu i pakietów Fit for 55 i REPowerEU, wyznaczają ramy działania całej UE i poszczególnych państw członkowskich, w tym państw regionu Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej.

Transformacje systemów energetycznych w kierunku zmniejszenia emisyjności i wzmocnienia samowystarczalności trwają przy tym na całym świecie, zarówno w Stanach Zjednoczonych, jak i w Azji (Chinach, Japonii, Korei Południowej). Ich równoczesność prowadzi do nasilania się konkurencji w dziedzinie rozwijania nowych, czystych technologii oraz rywalizacji o dostęp do kluczowych surowców, a rozmaite przyjęte ścieżki pokazują komparatywne przewagi czy wady konkretnych modeli wspierania transformacji, a w toku tego procesu – przeobrażania własnych gospodarek i społeczeństw.

Równoległe ostatnie kilka lat to również głębokie kryzysy o charakterze międzynarodowym (pandemia COVID-19, napaść zbrojna na Ukrainę, niestabilność na Bliskim Wschodzie), z których każdy rodził wyzwania i wywoływał presję na rynki i systemy energetyczne. W szczególności pełnoskalowa agresja Rosji na Ukrainę skutkowałą wojną energetyczną pomiędzy Rosją a Zachodem,

a w efekcie bezprecedensowym kryzysem energetycznym. Doprowadziło to do niespotykanego wcześniej przekształcenia łańcuchów dostaw i powiązań energetycznych na świecie, co dotknęło przede wszystkim Europę: do minimum zredukowane zostały dostawy z Rosji, tj. największego przez dekady eksportera surowców i paliw (głównie ropy i gazu, ale też węgla i paliwa jądrowego, a także oleju napędowego i LPG) na rynek unijny, a import realizowany dotychczas w dużej części rurociągami zastąpiono dostawami morskimi z alternatywnych źródeł.

Skutki zmian widoczne były również po stronie popytu (ograniczenia, a nawet destrukcja konsumpcji) i przyspieszyły transformację. Wzrosły ceny – przejściowo do niespotykanych poziomów – oraz zdynamizowała się ich zmienność. Niepewność na rynkach energii stała się odtąd normą w związku z trwającą wojną na wschodzie (oraz pozostałościami zależności energetycznej UE od Rosji)¹, hybrydowym charakterem napięć pomiędzy Zachodem a Rosją (w tym powtarzającymi się uszkodzeniami energetycznej infrastruktury krytycznej), kolejnymi energetycznie istotnymi obszarami niestabilności (Bliski Wschód) i zmianami politycznymi (m.in. przejściem władzy w USA przez Donalda Trumpa i poważnymi przekształceniami amerykańskiej polityki zagranicznej, w tym dążeniem jego administracji do pokoju na Ukrainie oraz normalizacji relacji amerykańsko-rosyjskich).

Szczególnie mocno odczuwa te zmiany Europa – znajdująca się w epicentrum wydarzeń i transformacji oraz pozostająca silnie zależna od importu surowców i nośników energetycznych oraz ich nowych szlaków i dostawców. Daje to impuls do stawiania pytań o unijną politykę energetyczną – jej priorytety, kształt i sprawczość. W pierwszych latach wojny Komisja Europejska wykorzystwała kryzys energetyczny do zwiększenia tempa transformacji, przedstawiając Zielony Ład i dekarbonizację jako remedium nie tylko na wyzwania klimatyczne, lecz także te związane z bezpieczeństwem energetycznym, oraz wdrażając pakiet nowych regulacji przyspieszających dekarbonizację.

Jednocześnie jednak rosły odczuwalne koszty ekonomiczne głębokich przekształceń gospodarek i rynków oraz trwającej za unijną granicą wojny. Obecnie, choć cel neutralności klimatycznej pozostaje niekwestionowany na szczeblu politycznym w UE, coraz częściej pojawiają się pytania o to, czy tempo i kształt działań zaproponowanych w ramach Zielonego Ładu pozwalają na utrzymanie

¹ A. Łoskot-Strachota et al., *Niedokończona derusyfikacja. Pozostałości powiązań energetycznych UE z Rosją*, OSW, Warszawa 2024, osw.waw.pl.

(lub odzyskanie) przez Europę konkurencyjności gospodarczej, wzmocnienie unijnego przemysłu obronnego oraz zrównoważoną transformację energetyczną zarówno całej UE, jak i poszczególnych jej państw.

Jak nigdy dotąd istotne stało się wypracowanie strategii umożliwiającej równoległe osiągnięcie trzech tradycyjnych celów każdej polityki energetycznej, czyli znalezienie rozwiązania tzw. trylematu energetycznego: realizacji przyjaznej dla klimatu i środowiska transformacji, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz zagwarantowania przystępnych cen i konkurencyjności gospodarki. Pytania o to, jak to zrobić, a w przypadku (doraźnych) trudności, jaką hierarchię i sekwencję celów i działań przyjąć, są jednymi z ważniejszych strategicznych pytań stawianych obecnie nie tylko w Brukseli, lecz także w każdym z krajów członkowskich. Zrozumienie i wzięcie pod uwagę priorytetowych interesów i celów wszystkich państw UE wydaje się podstawą wypracowania skutecznej i powszechnie akceptowalnej strategii ogólnounijnej.

W niniejszym opracowaniu próbujemy przeanalizować, jakie są kluczowe osiągnięcia, wyzwania, interesy i ryzyka związane z szeroko rozumianą polityką energetyczną w państwach Europy Środkowo-Wschodniej i w Niemczech oraz który z trzech celów trylematu energetycznego jest dla każdego z nich najistotniejszy i co z tego może wynikać dla polityki energetycznej UE.

Raport składa się z trzech części. W pierwszej na wybranych wskaźnikach dokonujemy porównania sytuacji państw regionu i Niemiec w każdym z trzech wymiarów trylematu energetycznego: transformacji, bezpieczeństwa energetycznego oraz przystępności cen energii. Druga część to zestawienie studiów przypadków – syntetycznych opisów najważniejszych osiągnięć, wyzwań, ale i interesów energetycznych każdego z omawianych państw. Wreszcie – na koniec – przedstawiamy wnioski dotyczące zarówno podobieństw, jak i różnic pomiędzy poszczególnymi państwami regionu, ich głównych celów oraz kształtu unijnej polityki energetycznej.

W niniejszym raporcie za Europę Środkowo-Wschodnią uznajemy unijne państwa tego regionu: Bułgarię, Chorwację, Czechy, Estonię, Litwę, Łotwę, Polskę, Rumunię, Słowację, Słowenię i Węgry. Dodatkowo przedmiotem analizy są też Niemcy – niekiedy zaliczane (podobnie jak nieomawiana tu Austria) do Europy Środkowej, ale odróżniające się skalą i strukturą swojej gospodarki od reszty regionu. Są one jednak ważnym partnerem i punktem odniesienia dla polityki energetycznych jego poszczególnych państw.

Wykorzystane w raporcie dane pochodzą przede wszystkim z Eurostatu i Międzynarodowej Agencji Energetyki (IEA). W dużej części przedstawiają one stan za 2022 r. – w chwili powstawania tego opracowania były to najaktualniejsze dane dostępne dla wszystkich omawianych państw. Trzeba przy tym wziąć pod uwagę, że był to rok szczególny – wybuchu pełnoskalowej wojny Rosji przeciwko Ukrainie i bezprecedensowego kryzysu energetycznego, co przejęściowo odbiło się m.in. na wielkości konsumpcji energii, cenach czy strukturze wytwarzania elektryczności (np. tymczasowe zwiększenie w niektórych przypadkach generacji opartej na węglu) w analizowanych krajach.

II. EUROPA ŚRODKOWO-WSCHODNIA I NIEMCY WOBEC TRYLEMATU ENERGETYCZNEGO

1. Transformacja energetyczna w Europie Środkowo-Wschodniej i w Niemczech

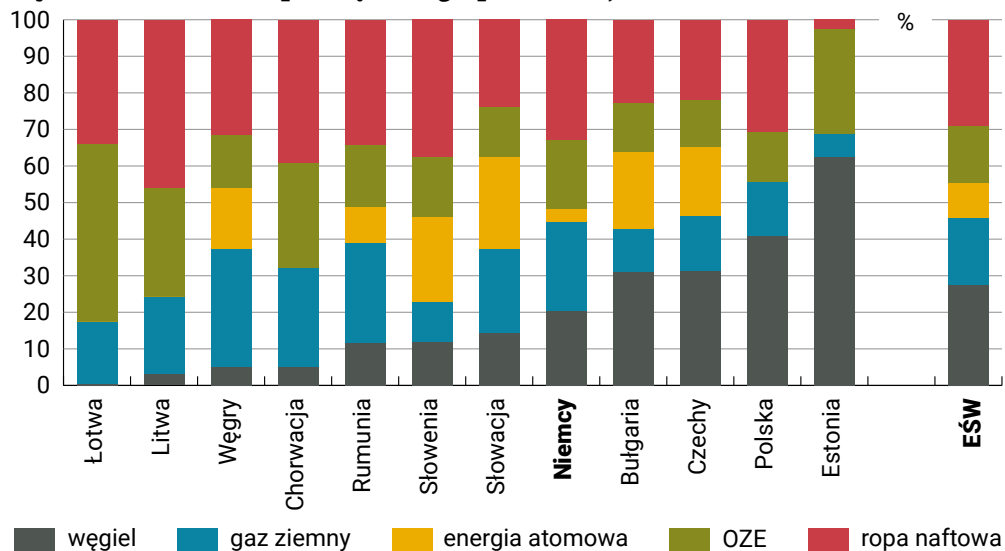
Transformacja energetyczna to prawdopodobnie najpoważniejszy długoterminowy proces przekształcający nie tylko rynki i systemy energetyczne, lecz także całe gospodarki i międzynarodowe powiązania ekonomiczne w UE, Europie i na świecie. W konsekwencji kluczowe jest dobre zdiagnozowanie, na jakim etapie transformacji znajdują się poszczególne kraje UE oraz jakie mają w związku z nią oraz dotychczasowym kształtem unijnej strategii energetyczno-politycznej interesy.

Trwający od lat proces transformacji energetycznej ma doprowadzić do spadku poziomu emisji i emisyjności de facto wszystkich sektorów gospodarek unijnych i osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Jak dotąd – w związku z obowiązującym w UE prawem, celami klimatycznymi na rok 2030, a wreszcie systemem zarządzania procesem dekarbonizacji opartym na Krajowych Planach Energetyczno-Klimatycznych – najsilniej dotyka on sektor elektroenergetyczny.

Dlatego też, choć w niniejszym raporcie staramy się pokazać także zmiany w miksach energii pierwotnej, w większym stopniu koncentrujemy się właśnie na sektorach elektroenergetycznych, na tym, jak zmieniają się źródła wytwarzania energii w omawianej grupie państw unijnych, oraz na widocznych różnicach i podobieństwach w tym zakresie. Drugim analizowanym zagadnieniem jest poziom i intensywność emisji gospodarek państw regionu.

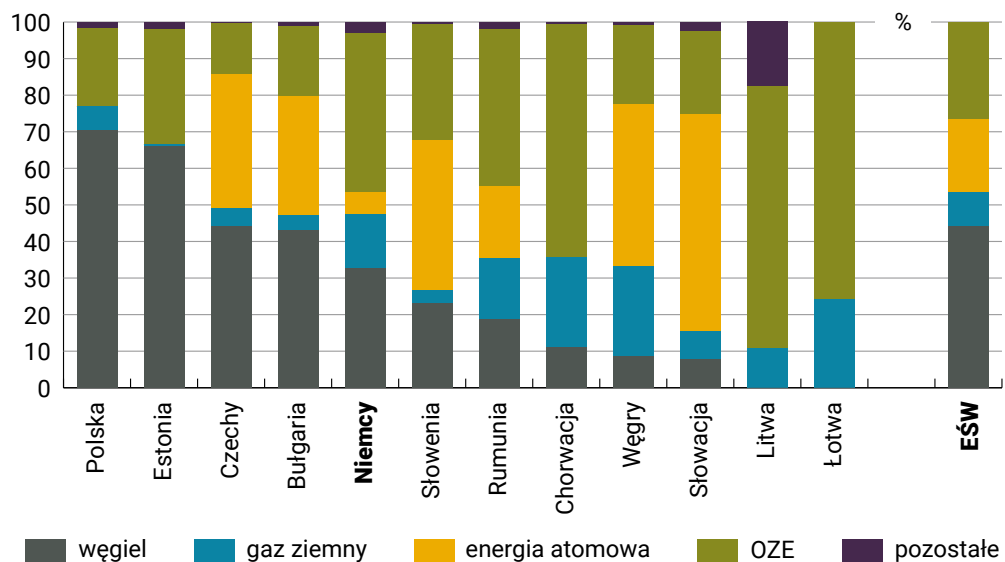
Podaż energii pierwotnej w całej Europie Środkowo-Wschodniej jest porównywalna z podażą w RFN (stanowi 97% jej wielkości). W największym kraju regionu – Polsce – jest ona dwuipółkrotnie wyższa niż w drugim co do wielkości podaży państwie (Czechach) i wynosi tyle co ok. 40% niemieckiej. Jeszcze głębsza asymetria widoczna jest w przypadku produkcji energii elektrycznej – w 2022 r. ta w regionie odpowiadała 81% produkcji niemieckiej. Generacja w Polsce stanowiła przy tym ponad jedną trzecią tej regionalnej. Różnice te wiążą się z wielkością gospodarek i stopniowo maleją wraz z ich systematycznym wzrostem na przestrzeni lat oraz rosnącym zapotrzebowaniem na elektryczność w regionie (przy równoczesnym spadku tego zapotrzebowania w Niemczech).

Wykres 1. Struktura podaży energii pierwotnej w 2022 roku



Źródło: Międzynarodowa Agencja Energii.

Wykres 2. Struktura generacji energii elektrycznej w 2022 roku



Źródło: Międzynarodowa Agencja Energii.

W wielu krajach regionu w bilansie energii pierwotnej największy udział mają ropa i produkty ropopochodne. Wynika to w dużej mierze z rozwoju transportu i może się zmienić wraz z ograniczaniem zużycia tych paliw i elektryfikacją sektora.

Mimo widocznego spadku wykorzystania węgla nadal w części krajów odgrywa on znaczną rolę w miksie energii pierwotnej i produkcji energii elektrycznej. Jego udział w generacji jest wciąż istotny w Polsce, Czechach, Bułgarii, Niemczech oraz w Estonii (łupki bitumiczne). Jednocześnie mało węgla (lub wcale) zużywają do wytwarzania elektryczności Węgry, Słowacja, Litwa i Łotwa.

Ważną rolę w większości państw środkowoeuropejskich odgrywa lub będzie odgrywać energia jądrowa, której produkcja rosła w ostatnich dekadach i ma nadal rosnąć (a w Polsce zostać rozpoczęta). Inna sytuacja ma miejsce w państwach bałtyckich – jedyną w regionie elektrownię jądrową na Litwie zamknięto pod koniec 2009 r., obecnie zaś nie wyklucza się budowy małych reaktorów jądrowych, ale nie są to konkretne plany. Wyjątek stanowią Niemcy, które zakończyły wykorzystywanie energii jądrowej w kwietniu 2023 r. i nie zamierzają do niej wracać.

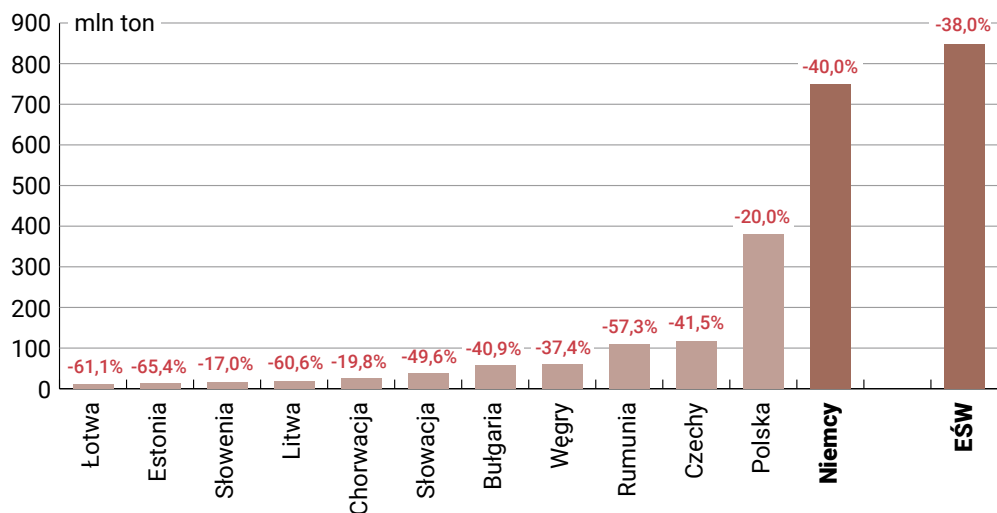
W większości państw regionu istotną rolę odgrywa gaz ziemny, wykorzystywany zarówno w generacji energii elektrycznej (jako paliwo przejściowe oraz bilansujące system), jak i w ciepłownictwie i przemyśle. Ograniczenie roli gazu w ostatnich latach wynikało przede wszystkim ze skokowego wzrostu cen w konsekwencji kryzysu gazowego i spadku (w tym destrukcji) popytu. W części państw (Rumunia, Węgry, kraje bałtyckie) zmniejszenie jego wykorzystania wiąże się też z postępującą transformacją oraz integracją rynków.

Największy udział energii odnawialnej w wytwarzaniu elektryczności mają Łotwa i Litwa (ponad 70% krajowej produkcji) oraz Chorwacja (przeszło 60%). Jednocześnie wszystkie te trzy państwa znaczącą część konsumpcji wewnętrznej pokrywają importem. Niemcy z ponad 40-procentowym udziałem OZE plasują się na czwartym miejscu w tej grupie i do niedawna były nie tylko samowystarczalne, lecz wręcz eksportowały energię. Wraz z zamknięciem elektrowni jądrowych i sukcesywnym wycofywaniem węglowych sytuacja ta się jednak zmienia.

Kraje regionu polegają na różnych źródłach odnawialnych. Energia wodna odgrywa znaczną rolę na Łotwie (55% generacji), w Chorwacji (ok. 40%) oraz w Słowenii, na Litwie, w Rumunii i na Słowacji. W pozostałych państwach natomiast praktycznie nie jest ona wykorzystywana. Energetyka wiatrowa ma z kolei istotne znaczenie w Niemczech i na Litwie, a słoneczna – na Węgrzech, w RFN i w coraz większym stopniu w Bułgarii. Istnieją jednak kraje – takie jak Słowacja, Czechy, Słowenia czy Łotwa – gdzie oba te źródła wykorzystuje się

w stopniu minimalnym. Wreszcie – w trzech państwach bałtyckich, a w szczególności na Łotwie i w Estonii, stosunkowo dużą rolę odgrywają biopaliwa (biomasa)².

Wykres 3. Całkowite emisje GHG w 2022 roku i zmiana względem roku 1990



Źródło: Eurostat.

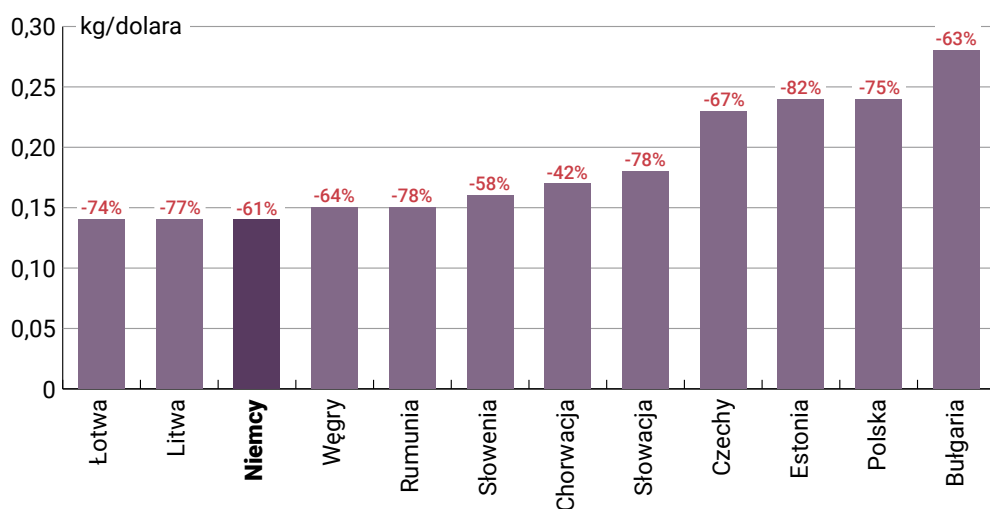
Istnieją wyraźne różnice w poziomach całkowitych emisji gazów cieplarnianych w gospodarkach rozpatrywanej grupy państw (bez LULUCF³, czyli emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w związku z użytkowaniem gruntów i leśnictwem). Emisje całej Europy Środkowo-Wschodniej były w 2022 r. o 13% wyższe niż emisje Niemiec. Najwięcej gazów cieplarnianych w regionie, tj. niemal połowę (i dwukrotnie mniej niż Niemcy), generowała Polska, a najmniejsze gospodarki oparte w dużym stopniu na odnawialnej krajowej produkcji emitowały po ok. 1-2% (Łotwa czy Estonia).

W Europie Środkowo-Wschodniej odnotowano też najwyższe w całej UE spadki emisji gazów cieplarnianych względem roku 1990 – przede wszystkim w krajach bałtyckich (największe w Estonii) oraz w Rumunii. Wynikały one jednak głównie ze zmian systemowych (rozpad ZSRR, upadek komunizmu) oraz związanej z nimi dezindustrializacji. W kolejnych latach tempo redukcji emisji w regionie wyraźnie wyhamowało.

² Przynależność biopaliw do innych źródeł zrównoważonych budzi szereg wątpliwości w środowiskach eksperckich.
³ Tj. Land use, land-use change, and forestry.

Tempo spadków emisji ma – według założeń m.in. Krajowych Planów Energetyczno-Klimatycznych – wyraźnie przyspieszyć (w porównaniu z 2022 r.) w następnych latach, w szczególności i najsilniej w przypadku Niemiec. Do łagodniejszych redukcji ma według tych planów dojść w regionie, przy czym najefektywniej mają ich dokonywać Estonia, Czechy, Bułgaria i Łotwa, ale jest też kilka krajów (np. Słowenia czy Słowacja), w przypadku których prognozuje się wzrost emisji w porównaniu z ich poziomem w 2022 r.

Wykres 4. Intensywność emisji GHG w przeliczeniu na PKB według parytetu siły nabywczej w 2022 roku i zmiana względem roku 1990



Intensywność emisji zmierzono jako stosunek emisji całkowitych do wielkości PKB per capita poszczególnych krajów (w dolarach, stałe z 2021 r.).

Źródło: Eurostat i Bank Światowy.

W omawianej grupie państw widoczne są wyraźne różnice w intensywności emisji. Liderzy (Niemcy, Litwa, Łotwa, Węgry i Rumunia) mają nawet dwukrotnie niższą emisyjność niż najgorzej wypadające pod tym względem państwa (Bułgaria, Polska, Estonia i Czechy).

W porównaniu z 1990 r. nastąpiły duże redukcje na tym polu. Największe spadki rzędu 75–80% odnotowano w Estonii, Rumunii, na Słowacji, Litwie i w Polsce. W mniejszym stopniu wiązały się one jednak z redukcjami emisji, a w większym z rozwojem gospodarczym państw Europy Środkowo-Wschodniej i wzrostem ich PKB. Świadczy to o „odłączeniu się” wzrostu gospodarczego od wzrostu emisyjności gospodarek w regionie.

2. Bezpieczeństwo energetyczne regionu

Przyspieszająca transformacja energetyczna w UE i na świecie oraz bieżące kryzysy, w tym przede wszystkim wywołane trwającą już czwarty rok pełnoskalową wojną rosyjsko-ukraińską, ale też konfliktem na Bliskim Wschodzie, a potencjalnie także dynamicznymi zmianami priorytetów polityki zagranicznej USA za prezydentury Trumpa, generują cały szereg wyzwań dla stabilności i pewności zabezpieczenia Europy w energię. Dlatego tak istotne jest zmapowanie skali i znaczenia skokowych zmian, jakie nastąpiły w ubiegłych latach, oraz wciąż występujących podatności na zagrożenia i słabych stron systemów energetycznych w skali zarówno całej UE, jak i poszczególnych państw i regionów, w tym w Europie Środkowo-Wschodniej i w Niemczech. Potrzebne jest wreszcie zidentyfikowanie najważniejszych ryzyk oraz wypracowanie skutecznej strategii zabezpieczenia się przed ich wystąpieniem.

Choć problemy ze stabilnością dostaw rosyjskich surowców istniały też wcześniej, szczególnie w państwach Europy Środkowo-Wschodniej, to od połowy 2021 r. zjawisko to nasiliło się i objęło całą Unię. Tym samym – krótkoterminowo i co najmniej tymczasowo – wzrosło w UE znaczenie nie tylko bezpieczeństwa energetycznego, lecz także tradycyjnych wyzwań z nim związanych.

Od czasu sprzed wojny nastąpiły drastyczne zmiany wielkości dostaw gazu z Rosji do UE, które na skutek działań głównie strony rosyjskiej skurczyły się o ok. 70% – ze 150 mld m³ w 2021 r. do 43 mld m³ w roku 2023⁴. Jednocześnie eksport rosyjskiego surowca do UE wciąż nie został całkowicie wyeliminowany, przede wszystkim ze względu na brak sankcji unijnych uderzających w ten sektor. W szczególności utrzymują się, a nawet rosną:

- **eksport rosyjskiego LNG** – UE to największy na świecie rynek dla gazu skroplonego z Rosji, a importowane wolumeny zwiększyły się w 2024 r.⁵ i trafiały głównie do terminali w Hiszpanii, Francji i Belgii, skąd transportowano je do innych europejskich odbiorców, w tym m.in. na rynek niemiecki⁶;

⁴ Szczegółowe dane dotyczące zmian w dostawach rosyjskiego gazu do UE zob. A. Łoskot-Strachota et al., *Niedokończona derusyfikacja...*, op. cit.

⁵ Zob. *EU imports record quantities of Russian LNG in 2024*, Financial Times, 20.12.2024, ft.com.

⁶ Według ujawnionych przez media informacji zebranych przez grupę belgijskich, niemieckich i ukraińskich NGO jednym z największych odbiorców rosyjskiego LNG jest niemiecka spółka Securing Energy for Europe (SEFE), której import tego surowca w 2023 r. stanowił od 3% do ponad 9% całego sprowadzonego do Niemiec gazu. Zob. *German demand soars for Russian LNG via European ports*, Financial Times, 28.01.2025, ft.com.

- **dostawy gazociągiem TurkStream** biegnącym przez Morze Czarne, a następnie Turcję i Bałkany do Grecji, Węgier, Serbii i innych państw Bałkanów Zachodnich, a także – w niewielkich ilościach – do hubu w Bułgarii (zob. rozdział III).

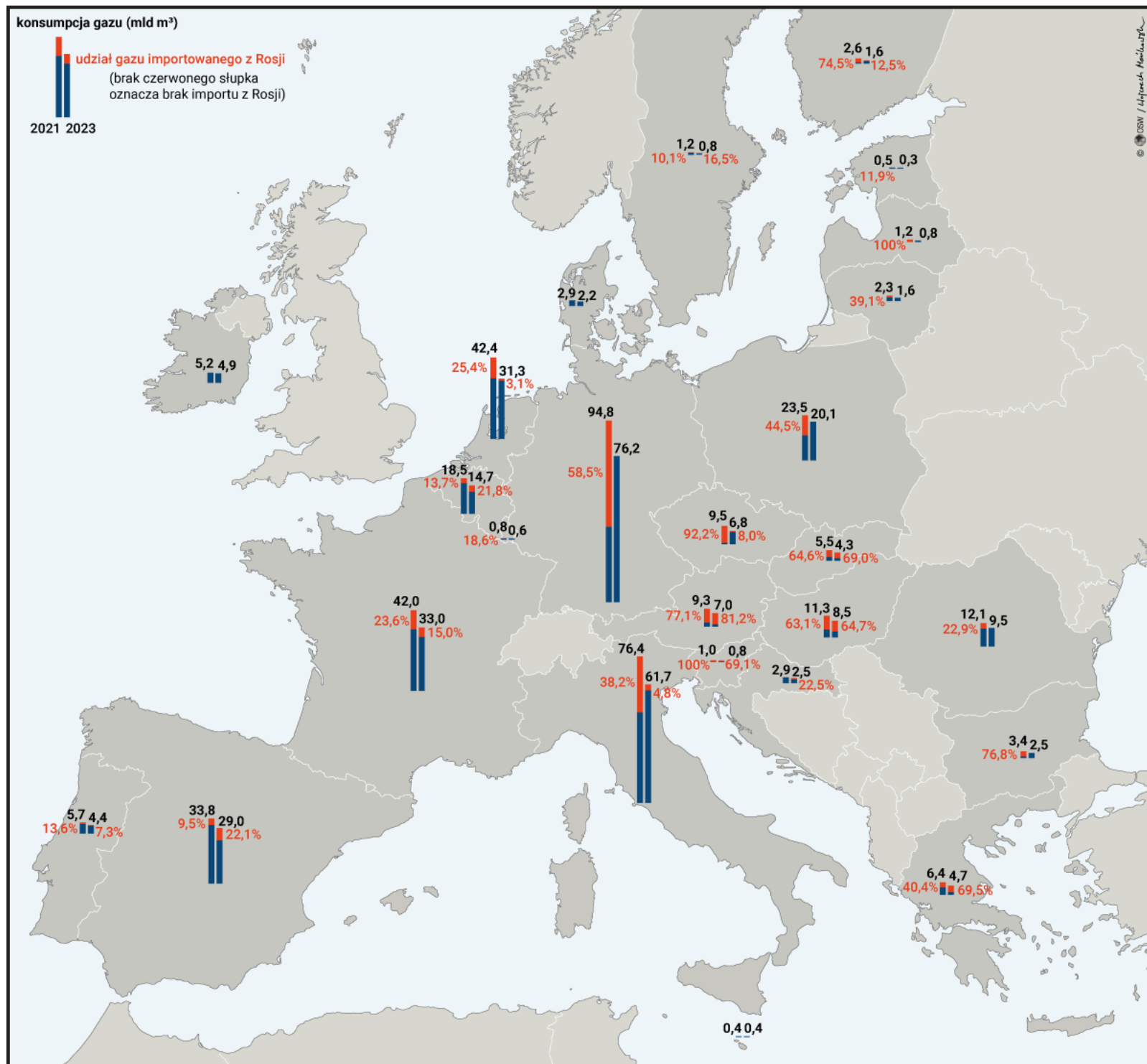
W 2024 r. wzrosły również (w porównaniu z rokiem poprzednim) dostawy gazu przez Ukrainę i łączny wolumen eksportu rosyjskiego surowca do UE⁷. Można przewidywać, że po ustaniu tranzytu przez ukraińskie magistrale od 1 stycznia 2025 r. i przy założeniu braku znaczących zmian w polityce zaangażowanych stron⁸ dostawy rosyjskie do Unii w kolejnych latach wyraźnie się zmniejszą. Trwają jednak zabiegi i naciski na Kijów (przede wszystkim Słowacji i Węgier) na rzecz wznowienia przezeń tranzytu gazu z Rosji bądź innego źródła (np. Azerbejdżanu). I choć ich skuteczność nie jest przesądzona, to unaczyniają one wyzwania związane z uwolnieniem się od głębokiej i długotrwałej zależności UE od rosyjskiego surowca, a szczególnie tych państw, które niewystarczająco się do tego przygotowały.

Utrzymujące się pozostałości dostaw rosyjskiego gazu stanowią często krótkookresową konkurencyjną przewagę dla państw wciąż importujących surowiec. Jednocześnie są też czynnikiem zwiększającym podatność na manipulacje ze strony Rosji, pozwalającym instrumentalizować dostawy oraz spowalniającym inwestycje w dywersyfikację. W rezultacie dalsze ograniczenie importu z tego kierunku (np. wynikające z zakończenia tranzytu przez Ukrainę) może skutkować przynajmniej tymczasowymi wzrostami cen na rynku unijnym. Podtrzymywanie powiązań energetycznych z Moskwą ma również negatywne konsekwencje polityczne w skali kontynentu – utrudnia bowiem uzyskanie zgodnego poparcia dla skutecznych działań wymierzonych w interesy agresora, zakłóca spójność i jedność wewnątrzunijną, osłabia wsparcie dla Ukrainy, a wreszcie stanowi źródło finansowania rosyjskich działań wojennych.

⁷ Według szacunków think tanku Bruegel o ok. 10 mld m³ w porównaniu z 2023 r. Zob. U. Keliauskaitė, B. McWilliams, G. Sgaravatti, G. Zachmann, *European natural gas imports*, Bruegel, 5.02.2025, bruegel.org.

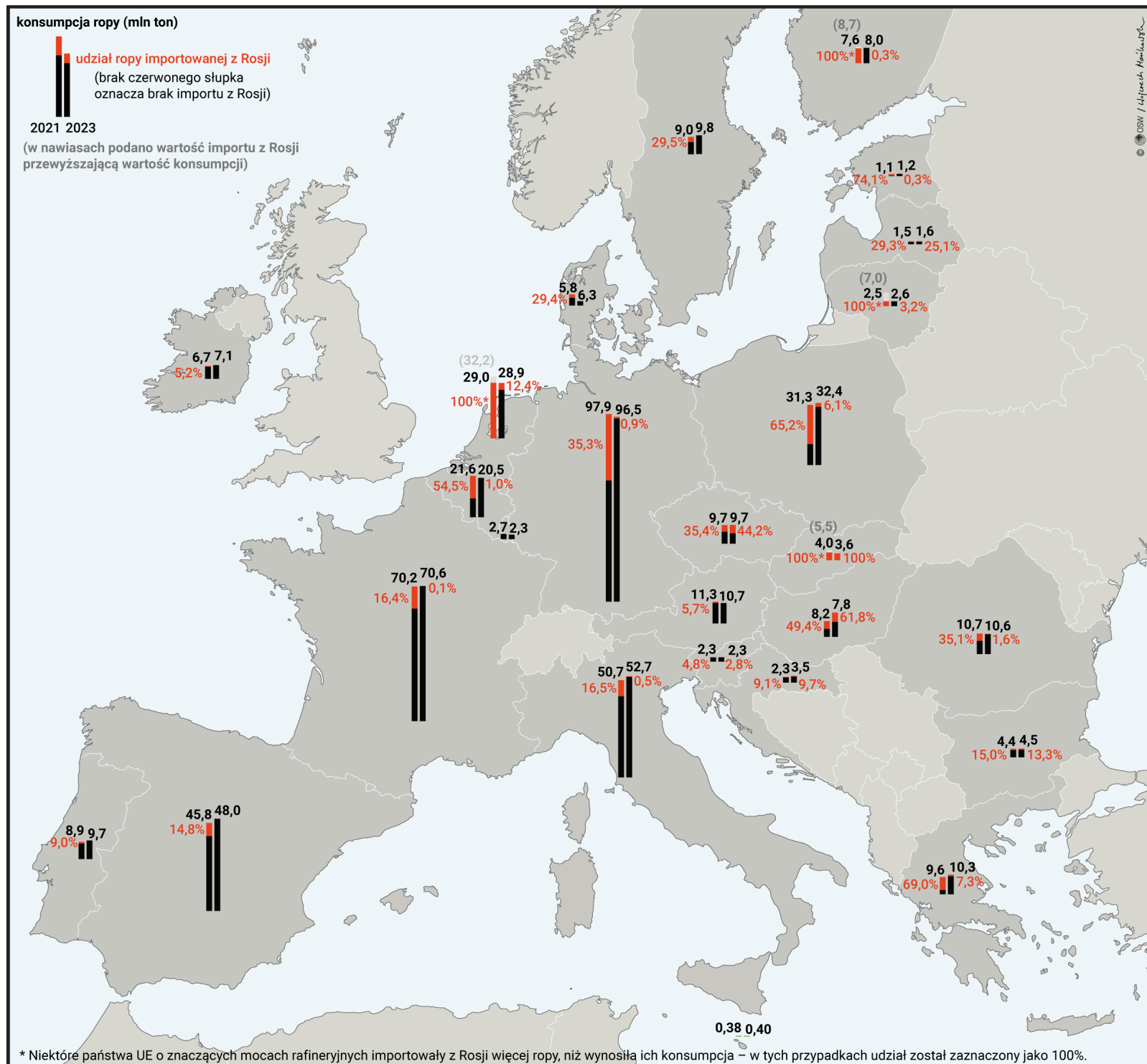
⁸ Poza pytaniami o ewentualne wznowienie tranzytu przez Ukrainę pojawiają się też medialne dywagacje o ewentualności wykorzystania niezniszczzonej nitki Nord Streamu 2 do wznowienia rosyjskich dostaw do RFN.

Mapa 1. Zmiana zależności państw UE od importu rosyjskiego gazu



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu, ACER, Rystad, enerdata i informacji medialnych.

Mapa 2. Zmiana zależności państw UE od importu rosyjskiej ropy i produktów naftowych



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Jeszcze mocniej niż w przypadku gazu ziemnego zmniejszyła się unijna zależność od rosyjskiej ropy i produktów naftowych. Import obniżył się o ok. 82% – ze średnio 3,3 mln baryłek na dobę w 2021 r. do 0,6 mln w 2023 r.⁹ Kluczowym czynnikiem, który doprowadził do takiego spadku, były nałożone przez UE wraz z szeregiem innych państw zachodnich sankcje. Skokowe zmniejszenie importu ropy z Rosji było możliwe dzięki zastąpieniu jej nierosyjskim surowcem sprowadzanym istniejącymi¹⁰, alternatywnymi szlakami dostaw.

Jednocześnie, w związku z istniejącymi (i przedłużanymi) derogacjami, utrzymuje się punktowa zależność w zaopatrywanych południową nitką ropociągu Družba państwach Europy Środkowej: na Słowacji, na Węgrzech i – w najmniejszym stopniu – w Czechach¹¹. Podobnie jak w przypadku gazu ziemnego największymi zwolennikami kontynuacji rosyjskiego importu pozostają Budapeszt i Bratysława, które od jego zapewnienia uzależniają swoje poparcie dla innych strategicznie istotnych działań UE¹².

Widoczne są też inne wylomy z reżimu sankcyjnego. Restrykcjami nie jest m.in. objęty eksport realizowany przez rosyjskie koncerny (wraz z wieloma innymi firmami naftowymi) biegnącym z Kazachstanu szlakiem CPC¹³ do terminalu w Noworosyjsku i dalej przez Morze Czarne. W sposób pośredni utrzymuje się także pewna zależność Niemiec od Rosji w związku z importem ropy kazachskiej dostarczanej do nich, za przyzwoleniem Moskwy, przez rosyjski system ropociągów. Pojawiają się wreszcie doniesienia mediów i NGO o tym, że firmy z państw UE ułatwiają omijanie sankcji i eksport rosyjskiego surowca za pośrednictwem tzw. floty cieni z terminali bałtyckich czy czarnomorskich, a nawet – pomimo sankcji – kupują go od jej jednostek na czarnym rynku¹⁴.

⁹ Szerzej zob. A. Łoskot-Strachota *et al.*, *Niedokończona derusyfikacja...*, *op. cit.*

¹⁰ W niektórych przypadkach (jak w Polsce) są one w ostatnich latach rozbudowywane – np. polski Naftoport i Rurociąg Pomorski.

¹¹ Według oficjalnych komunikatów od początku 2025 r. stały się one niezależne od rosyjskich dostaw po ukończeniu rozbudowy ropociągu TAL biegnącego z włoskiego Triestu. Zob. A. Zachová, *Czechia celebrates full independence from Russian oil imports*, Euractiv, 15.01.2025, euractiv.com.

¹² W styczniu 2025 r. Budapeszt zgodził się na przedłużenie unijnych sankcji na Rosję pod warunkiem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw rosyjskich surowców do kraju, domagając się zarazem od Ukrainy wznowienia tranzytu gazu. Zob. G. Gavin, N. Vinocur, K. Verhelst, V. Jack, *Hungary backs down in EU Russia sanctions standoff*, Politico, 27.01.2025, politico.eu.

¹³ Caspian Pipeline Consortium.

¹⁴ Pojawiały się m.in. informacje o dostarczaniu tym sposobem rosyjskiej ropy do terminali w Bułgarii i Rumunii – zob. M. Tkach, *Russia continues to ship oil directly to the EU despite sanctions, investigation finds*, Euractiv, 17.12.2024, euractiv.com.

Ryzyka wynikające z utrzymujących się pozostałości zależności uwidaczniają się przy okazji powtarzających się zapowiedzi Ukrainy, że doprowadzi ona do zakazania tranzytu surowca z Rosji przez swoje terytorium¹⁵. Dalszy import nie tylko oznacza bowiem kontynuację zależności poszczególnych firm i państw UE od rosyjskiego surowca oraz związaną z tym podatność na zagrożenia, lecz także zmniejsza chęć, a więc i prawdopodobieństwo nałożenia kolejnych restrykcji. Dodatkowo pozostałości zależności przyczyniają się do osłabiania samych sankcji, co obniża skuteczność jednego z kluczowych instrumentów, jakim dysponują Unia i Zachód. Angażowanie w niektórych przypadkach w proceder omijania sankcji nierosyjskich dostawców zwiększa ich powiązania z Rosją i ogranicza ich znaczenie jako faktycznych czy potencjalnych alternatywnych dostawców surowców dla UE.

Rosyjskie firmy naftowe mają również nadal udziały w aktywach państw unijnych. Łukoil jest właścicielem bądź ważnym akcjonariuszem rafinerii w Bułgarii, Rumunii i Holandii, zaś Rosneft' – formalnie wciąż trzech niemieckich rafinerii¹⁶. Wprawdzie – przynajmniej oficjalnie – w żadnej z nich nie przetwarza się już rosyjskiej ropy, niemniej taka struktura własnościowa może wpływać na funkcjonowanie tego dość newralgicznego segmentu unijnego rynku.

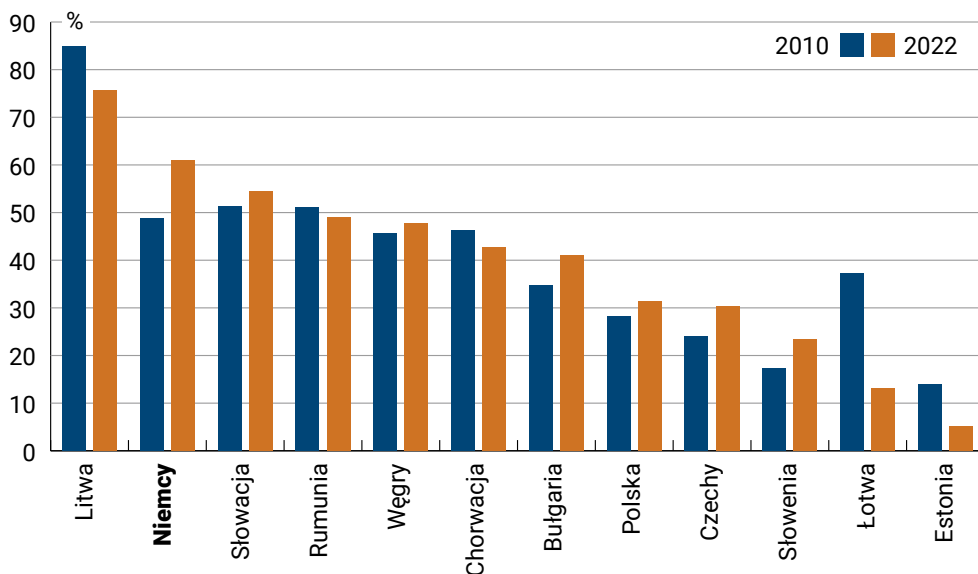
Poza sektorem naftowo-gazowym istotną rolę odgrywa w dalszym ciągu współpraca z Rosją i tamtejszymi firmami w sektorze jądrowym. Reaktory powstałe w rosyjskiej technologii funkcjonują nadal na Ukrainie oraz w pięciu krajach UE (Bułgarii, Czechach, Finlandii, na Słowacji i na Węgrzech). I choć trwają tam zaawansowane działania na rzecz wykorzystywania w nich paliwa alternatywnego do rosyjskiego, to w wielu przypadkach stanowią one dopiero początek trudnego procesu w bardzo mocno regulowanym sektorze. Na etapie przejściowym rosyjskie spółki mogą wciąż funkcjonować w systemie, używając licencji do produkcji (tak jak czyni to obecnie kooperacja TVEL i spółek francuskich). Rosja pozostaje też istotnym graczem w europejskim i światowym cyklu paliwa jądrowego¹⁷.

¹⁵ Skutki zależności widoczne były latem 2024 r., kiedy to zmniejszono rosyjskie dostawy ropy przez terytorium Ukrainy do rafinerii w Europie Środkowej.

¹⁶ Od 2022 r. znajdują się one pod zarządem powierniczym Federalnej Agencji Sieci (BNetzA).

¹⁷ Szerzej zob. A. Łoskot-Strachota et al., *Niedokończona derusyfikacja...*, op. cit.; Euratom Supply Agency. *Annual Report 2023*, Luxembourg 2024, euratom-supply.ec.europa.eu.

Wykres 5. Zależność od importu energii z państw trzecich w 2010 i 2022 roku



Źródło: Eurostat.

Skokowe zmniejszenie importu z Rosji nie przełożyło się na znaczącą redukcję poziomu ogólnej zależności od importu poszczególnych państw, szczególnie spoza UE. Zastępowanie gazu rosyjskiego następowało głównie poprzez zwiększanie importu LNG, sprowadzanego praktycznie w całości spoza UE (USA, Algieria, Katar itd.)¹⁸. Podobnie w przypadku ropy – największych jej zakupów dokonywano w 2023 r. od USA, Norwegii, Kazachstanu i państw Bliskiego Wschodu.

Widoczne różnice w dynamice zależności importowej poszczególnych krajów UE wynikają z szeregu czynników, w tym m.in. z konkretnych działań dywersyfikacyjnych bądź popytowych. Państwa bałtyckie i Finlandia zaprzestały w 2022 r. importu energii elektrycznej z Rosji i zastąpiły go zakupami od sąsiadów unijnych lub produkcją własną, co przyczyniło się do spadku ich całościowej zależności od importu z państw trzecich. W przypadku gazu ziemnego w wielu krajach UE spadło (w latach 2022–2023) zużycie gazu, ale równocześnie wyraźnie malała wewnątrzunijna produkcja surowca.

Dalsze, konsekwentne odchodzenie UE od sprowadzania surowców z Rosji, szczególnie w warunkach nowej, nastawionej na eksport węgłowodorów polityki energetycznej USA, doprowadzi zapewne do pewnych przetasowań

¹⁸ Zob. A. Łoskot-Strachota, U. Keliauskaitė, G. Zachmann, *Future European Union gas imports: balancing different objectives*, Bruegel, 3.07.2024, bruegel.org.

w strukturze zależności, ale niekoniecznie – przynajmniej w krótkim okresie – do zmniejszenia stopnia tej zależności od importu z państw trzecich. Jednocześnie coraz ważniejsze stają się pytania o kryteria, jakimi UE będzie się kierować przy kształtowaniu swojej polityki gazowej, w tym koszyka importowego¹⁹.

„Derusyfikacja” unijnych zakupów surowców i nowy koszyk importowy oraz przyspieszająca transformacja oprócz zysków niosą też nowe doraźne wyzwania. Spadek dostaw z Rosji oznaczał zmniejszenie udziału kontraktów długoterminowych w unijnym portfolio, a zarazem zwiększenie transakcji typu spot czy krótkoterminowych. Tendencję tę pogłębiają proces dekarbonizacji i zapisy czwartego pakietu gazowego (dotyczącego wodoru i dekarbonizacji rynku gazu²⁰). W konsekwencji rośnie powiązanie UE z rynkami światowymi i jej wrażliwość na wszelkie na nich zmiany, ryzyka czy niepokoje, a co za tym idzie – także dynamika cen.

Ograniczenie sprowadzania surowców z Rosji za pośrednictwem ropo- i gazociągów wiąże się z dużym wzrostem zależności od importu (ropy, produktów naftowych, LNG i węgla) przez morza – tankowcami, gazowcami czy podmorskimi gazociągami. Wraz z istniejącymi – i w związku z procesem dekarbonizacji budowanymi i planowanymi – kablami podmorskimi i farmami wiatrowymi oraz mającymi w dalszej perspektywie powstać szlakami importu nisko- i zeroemisyjnych gazów czy przesyłu CO₂, oznacza to skokowe zwiększenie roli mórz w zapewnieniu stabilnych dostaw do Europy, a co za tym idzie – strategicznego znaczenia ich bezpieczeństwa. Dla państw Europy Środkowo-Wschodniej i Niemiec szczególnie istotne są w tym kontekście Morze Bałtyckie i Morze Czarne, ale też Morze Północne i Morze Śródziemne.

Ponadto trwająca wojna Rosji przeciwko Ukrainie oraz hybrydowe działania wymierzone w Zachód przyczyniają się do wzrostu zagrożenia dla bezpieczeństwa krytycznej infrastruktury energetycznej zarówno na morzach, jak i na lądzie. Poza regularnym niszczeniem ukraińskich aktywów energetycznych potwierdzają to wybuchy na gazociągach Nord Stream 1 i 2 czy kolejne awarie kabli elektroenergetycznych bądź telekomunikacyjnych przebiegających po dnie Bałtyku. Postępująca elektryfikacja i związana z tym rozbudowa sieci w UE zwiększają wagę skutecznej ochrony infrastruktury (zarówno przed tradycyjnymi wyzwaniami, jak i cyberatakami) oraz nasilają potrzebę

¹⁹ *Ibidem.*

²⁰ *Hydrogen and decarbonised gas market*, European Commission, energy.ec.europa.eu.

dookreślenia odpowiedzialności za tę o charakterze transgranicznym oraz położoną na wodach międzynarodowych.

W przypadku państw Europy Środkowo-Wschodniej będzie to szczególnie ważne również wobec ich kluczowej roli w zapewnianiu dostaw gazu, paliw, ale też energii elektrycznej na Ukrainę i do Mołdawii oraz w integracji rynków energetycznych tych państw (a także krajów bałtyckich) z rynkiem unijnym.

Na poziom i kształt zależności od importu wpływają również bardziej długofalowe procesy, takie jak wspomniane już ograniczanie przez UE produkcji wewnętrznej i stopnia wykorzystania węglowodorów, w tym (poza ropą i gazem) węgla. Może się to wyrazić unaocznic w przypadku państw wciąż opierających na nim swój miks energetyczny (np. Polska, Czechy czy Niemcy). Rodzi się przy tym pytanie o to, jak pogodzić znaczenie, jakie ma wewnątrzunijna produkcja surowców dla suwerenności gospodarczej i bezpieczeństwa energetycznego, z celami transformacji i konkretnymi aktami prawnymi obniżającymi opłacalność wydobycia (np. rozporządzenie metanowe).

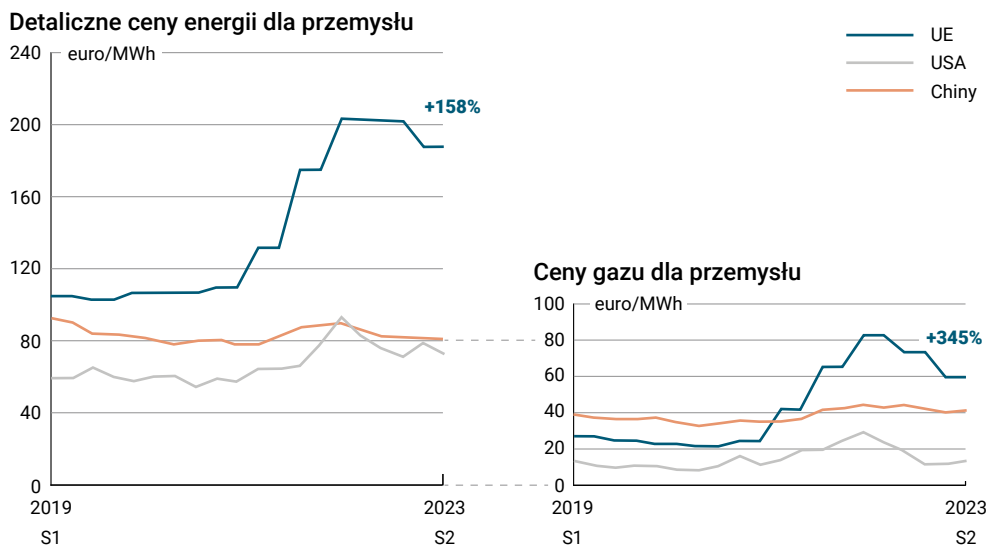
Równie istotne są ścieżki oraz tempo dekarbonizacji w poszczególnych krajach, a także związana z nimi postępująca elektryfikacja. W okresie przejściowym oznacza to funkcjonowanie dwóch równoległych systemów, a co za tym idzie – zwielokrotnienie wyzwań i zależności (tych tradycyjnych i wiążących się z nowym, zdekarbonizowanym systemem). W dłuższym okresie natomiast transformacja będzie prowadzić do zmniejszenia zależności importowej, przynajmniej jeśli chodzi o tradycyjne surowce energetyczne, ale zarazem skutkować wzrostem znaczenia innych powiązań (w tym już dziś istotnych, takich jak dostęp do surowców krytycznych czy czystych technologii), często na innych poziomach łańcucha wartości, i – na ich gruncie – przekształceniami zależności międzynarodowych. Zwiększać też będzie wagę zapewnienia odporności i stabilności wewnątrzunijnego systemu energetycznego, w tym np. stabilności sieci i umiejętności zarządzania systemem opartym w coraz większym stopniu na niesterowalnych OZE.

3. Ceny energii i konkurencyjność

Zmiany ostatnich lat na rynkach międzynarodowych, w tym kryzys energetyczny z lat 2022–2023, oraz niespotykane przekształcenie unijnych powiązań importowych skutkowało bezprecedensowymi zwyczajami cen i ich dynamiki w Europie (a w mniejszym stopniu również na innych światowych rynkach).

Najmocniej odcisnęło się to na rynku gazu ziemnego²¹, ale silnie widoczne było także na rynkach energii elektrycznej²². Przyczyniło się też do wzrostów cen uprawnień do emisji CO₂²³. I choć wszystko wskazuje na to, że kryzys minął, a ceny spadły z rekordowych pułapów, na jakich znajdowały się na przełomie 2022 i 2023 r., to i tak pozostają one wyraźnie wyższe niż przed wybuchem wojny w lutym 2022 r., zaś rynek utrzymuje od tego czasu podwyższoną wrażliwość na zmiany w dostępności surowców i energii.

Wykres 6. Ceny gazu i ceny detaliczne energii dla przemysłu (2019–2023)



Źródło: M. Draghi, *The Future of European Competitiveness, Part B, In-depth analysis and recommendations*, dane w raporcie za: Komisja Europejska, wrzesień 2024. Diagram na podstawie danych Eurostatu, EIA oraz CEIC.

W przypadku gazu ziemnego, inaczej niż przed pełnoskalową rosyjską agresją na Ukrainę i kryzysem energetycznym, ceny w UE przewyższały nie tylko te w USA, lecz także – przez większość 2023 r. i często w 2024 r. – te na rynkach azjatyckich. Według danych przedstawionych w raporcie Maria Draghiego surowiec dla przemysłu kosztował w drugiej połowie 2023 r. w Unii prawie cztery razy więcej niż w Stanach Zjednoczonych i o dwie trzecie więcej niż w Chinach.

²¹ W miesiącach tuż po wybuchu pełnoskalowej wojny na Ukrainie na giełdzie TTF ceny tego surowca były około sześciokrotnie wyższe od średniej z lat 2010–2020. Zob. *Study on energy prices and costs: evaluating impacts on households and industry – 2023 edition*, European Union, 2024, op.europa.eu.

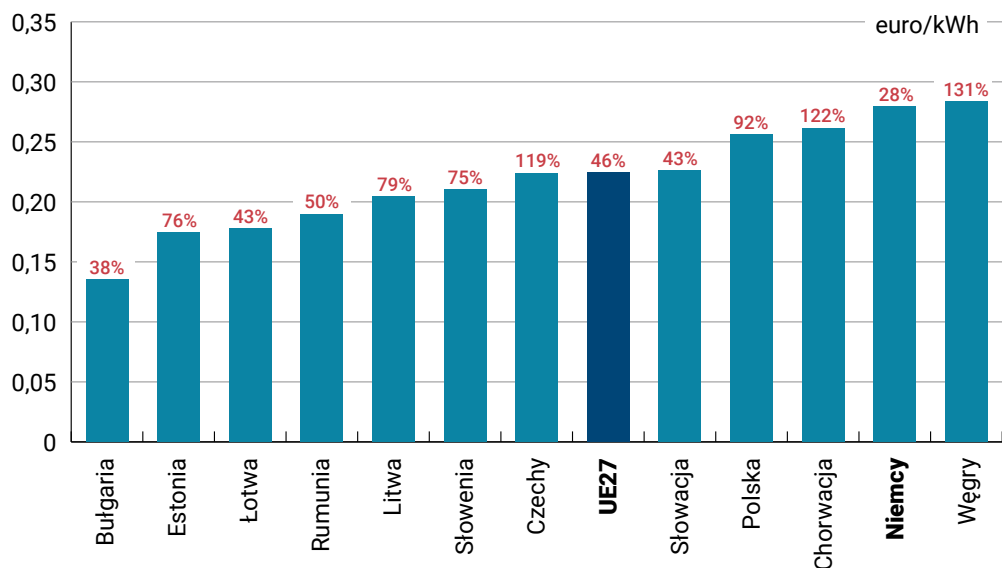
²² Średnia cena elektryczności na rynku dnia następnego w UE w I połowie 2022 r. była czterokrotnie wyższa niż średnia w latach 2010–2020 – zob. *ibidem*.

²³ Wpłynął na to również pakiet Fit for 55.

Z kolei ceny energii elektrycznej w Europie już od pewnego czasu były wyższe niż w innych częściach świata, jednak znów zmiany geopolityczne i przetasowania na rynkach energetycznych doprowadziły do dalszych znacznych wzrostów. W efekcie ceny europejskie w 2023 r. (w przypadku detalicznych cen dla przemysłu) ponad dwukrotnie przewyższały zarówno te w USA, jak i w Chinach.

Skutkiem był znaczący spadek konkurencyjności prowadzenia biznesu w UE przede wszystkim przez firmy z branż energochłonnych, co przyczyniło się do zawieszania, ograniczania lub trwałego kończenia ich działalności i niejednokrotnie przenoszenia jej do państw, gdzie koszty energii są niższe, np. do Stanów Zjednoczonych. Problem ten jest mocno odczuwany w Niemczech i Europie Środkowo-Wschodniej (m.in. przez firmy z branż hutniczej, metalurgicznej, motoryzacyjnej czy chemicznej, w tym producentów nawozów).

Wykres 7. Ceny energii elektrycznej dla przedsiębiorstw o średnim zużyciu energii²⁴ w I połowie 2024 roku i ich zmiana względem roku 2020



Źródło: Eurostat.

W ostatnich latach we wszystkich krajach regionu obserwowane są wysokie ceny zarówno dla gospodarstw domowych, jak i przemysłu. W przypadku przemysłu ceny końcowe²⁵ dla grupy odbiorców o średnim poziomie zużycia różniły

²⁴ Zużycie dla odbiorców z konsumpcją mieszczącą się w przedziale 500–1999 MWh. Jest to ważne, gdyż różne grupy odbiorców w poszczególnych państwach mają różne taryfy, a ponadto korzystają czasami z ulg czy kompensacji itp. Na przykład w Niemczech najwięksi przemysłowi konsumenci energii płacą znacznie mniej (bez VAT-u).

²⁵ Obejmujące podatki i opłaty dodatkowe.

się wyraźnie w poszczególnych krajach. Te najwyższe (w tym na Węgrzech, w Niemczech, Chorwacji i Polsce) stanowiły dwukrotność tych najniższych (w Bułgarii²⁶) i plasowały się powyżej średniej unijnej. W tym samym okresie widoczne były też wyraźne wzrosty cen – w przypadku przemysłu były one większe niż dla ludności. Najmniejszą skalę wzrostów przemysłowych cen elektryczności odnotowano w Niemczech, Bułgarii i na Łotwie, jednak na ogół zwwyżki te były znaczne (powyżej średniej unijnej) – największe na Węgrzech, w Chorwacji i w Czechach.

Dużo trudniej porównywalne są ceny dla ludności, bowiem gospodarstwa domowe to zazwyczaj grupa chroniona, a sposoby oraz skala zarówno ewentualnych regulacji, jak i ograniczania skutków wzrostów cen znacznie odbiegają od siebie w poszczególnych państwach. W konsekwencji ceny dla gospodarstw domowych są w UE bardzo zróżnicowane, a rozróżnienie się powiększa od czasu kryzysu. Stanowi to rosnące wyzwanie np. dla państw Europy Południowo-Wschodniej, które domagają się działań unijnych mających na celu rozbudowę sieci połączeń między regionem a resztą UE i zapobiegania takim różnicom. Szczególnie niskie są natomiast ceny elektryczności w krajach, gdzie utrzymywanie ich na takim poziomie było od lat celem władz (w tym na Węgrzech), jednak wiąże się to z poważnymi obciążeniami dla ich budżetów. W konsekwencji w omawianej grupie mamy zarówno kilka państw z najwyższymi cenami w UE (Niemcy, Czechy), jak i sporo takich, gdzie ceny dla gospodarstw domowych są najniższe (Węgry, Bułgaria, Chorwacja i Słowacja).

Wyzwaniem w 2025 r. będzie odmrażanie wciąż regulowanych/subsydiowanych w większości państw regionu cen energii dla gospodarstw domowych.

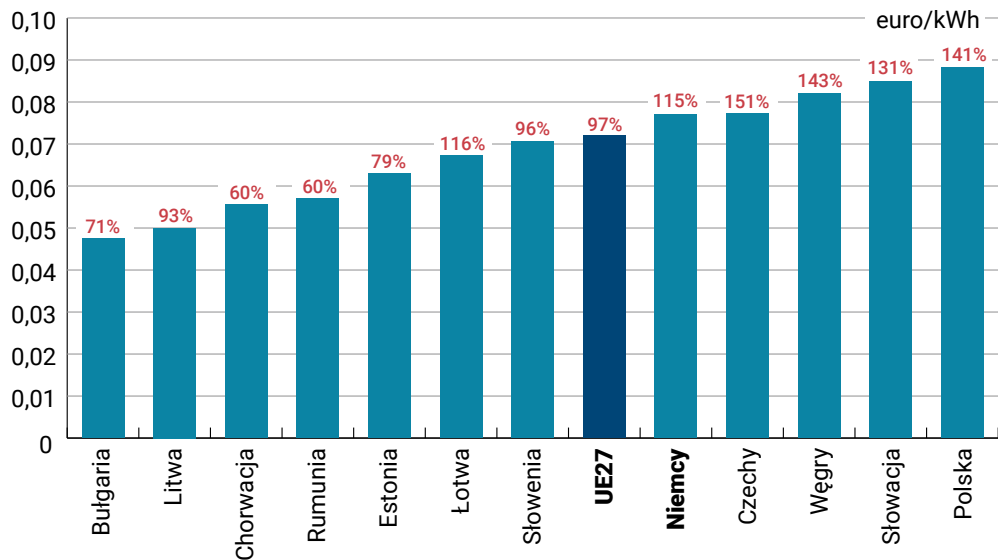
Ceny gazu ziemnego dla przedsiębiorstw w omawianej grupie państw w wielu przypadkach oscylowały wokół lub powyżej średniej unijnej. Najwyższe obowiązywały w krajach V4 oraz w Niemczech, a najniższe (prawie dwa razy mniejsze niż w Polsce) – w Bułgarii oraz na Litwie. Silne wzrosty cen gazu, podobnie jak elektryczności, nastąpiły wkrótce po wybuchu wojny – największe znów w państwach V4.

Ceny dla gospodarstw domowych w poszczególnych państwach członkowskich również znacznie się różniły. Najwyższe i powyżej średniej unijnej obowiązywały w RFN i w Czechach, a najniższe – ponownie na Węgrzech (ponad cztery

²⁶ Gdzie do końca ub.r. korzystały z państwowych kompensacji, a wizja podwyżek od stycznia 2025 r. wywołała fale protestów.

razy mniejsze niż w krajach z rekordowymi cenami w regionie), a w dalszej kolejności w Chorwacji, na Słowacji i w Rumunii.

Wykres 8. Ceny gazu ziemnego dla przedsiębiorstw o przeciętnym zużyciu²⁷ w I połowie 2024 roku i ich zmiana względem roku 2020



Źródło: Eurostat.




²⁷ O zużyciu od 10 000 do 99 999 GJ.

III. ENERGETYCZNE PRIORYTETY I WYZWANIA PAŃSTW EUROPY ŚRODKOWO-WSCHODNIEJ I NIEMIEC

1. Litwa

Litwa skutecznie uniezależniła się energetycznie od Rosji, stawia w ostatnich latach na rozwój OZE i integrację z rynkiem unijnym, ale mierzy się z wyzwaniami związanymi z bezpieczeństwem infrastruktury energetycznej oraz wysokością i stabilnością cen.

Litwa 

		 transformacja energetyczna	 bezpieczeństwo energetyczne	 przystępność cenowa
STAN	Uniezależnienie od energii z Rosji	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Elektroenergetyka: -50% import; generacja własna w ~70% z OZE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Duże skoki cen i inflacja w czasie kryzysu energetycznego 2022/2023 r.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
WYZWANIA	Konsekwencje synchronizacji sieci elektroenergetycznej z unijną (kontynentalną)	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Wysokie i niestabilne ceny	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Bezpieczeństwo krytycznej infrastruktury energetycznej (FSRU, kable)	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
CELE	Zwiększanie produkcji OZE → samowystarczalność i zielony wodór	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Rozbudowa generacji i połączeń elektroenergetycznych z UE	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Spadek i stabilizacja cen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

W ostatnich kilkunastu latach głównym kierunkiem polityki energetycznej Wilna było zwiększanie bezpieczeństwa energetycznego i odchodzenie od importu surowców z Rosji. Służyła temu dywersyfikacja szlaków i źródeł dostaw gazu (terminal LNG w Kłajpedzie) i energii elektrycznej (połączenia elektroenergetyczne do Szwecji, Polski oraz regionalne). Umożliwiła ona całkowite zaprzestanie przez Litwę w 2022 r. importu rosyjskich surowców i energii. Zwieńczeniem procesu było nieprzedłużenie przez Litwę (wraz z Łotwą i Estonią) umowy BRELL z Rosją i Białorusią o równoległej pracy systemów elektroenergetycznych²⁸. W lutym 2025 r. państwa bałtyckie dokonały desynchronizacji z kontrolowanym przez Rosję systemem IPS/UPS, a zarazem synchronizacji z systemem Europy kontynentalnej²⁹. W celu wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego Litwa zamierza podjąć z Łotwą i Estonią rozmowy na temat wspólnej inwestycji w rozbudowę mocy produkcyjnych w regionie,

²⁸ *Baltic TSOs have sent a notice on decoupling from Russia-controlled electricity system in February 2025*, Elering, 16.07.2024, elering.ee.

²⁹ *ENTSO-E confirms successful synchronization of the Continental European electricity system with the systems of the Baltic countries*, ENTSO-E, 9.02.2025, entsoe.eu.

gdź obawia się, że w okresie szczytowego zapotrzebowania system państw bałtyckich może doświadczać niestabilności.

W związku z dywersyfikacją skokowo wzrosła zależność Litwy od importu gazu i elektryczności szlakami morskimi, a jednym z kluczowych jej interesów stało się zwiększanie bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej. Wreszcie Wilno chce minimalizować ryzyka związane z zależnością od zewnętrznych producentów zielonych półproduktów (przede wszystkim z Chin³⁰).

Równolegle z dywersyfikacją Litwa podniosła potencjał generacji opartej na OZE. Dziś wytwarzana tam energia w 70% pochodzi ze źródeł odnawialnych, a kraj – pod względem udziału elektryczności z OZE w konsumpcji – plasuje się w czołówce nie tylko regionu, lecz także UE³¹. Jednocześnie, od momentu zaprzestania eksploatacji elektrowni jądrowej w Ignalinie (koniec 2009 r.), Litwa stała się importerem energii elektrycznej – ok. 50% zapotrzebowania krajowego pokrywają źródła zewnętrzne. Od 2022 r. – dzięki interkonektorom z sąsiadami oraz uruchomieniu bałtyckiej giełdy energii – elektryczność sprowadzana jest wyłącznie z państw UE. Taka struktura podaży wiąże się jednak z większą zmiennością cen i ich wzrostami – od 2020 r. ceny energii elektrycznej skoczyły dwukrotnie, a gazu kilkakrotnie. Najsilniejsze zwwyżki miały miejsce w czasie kryzysu energetycznego w latach 2022–2023.

W konsekwencji jednymi z ważniejszych obecnie celów Litwy są ograniczenie zmienności i poziomów cen oraz zwiększenie samowystarczalności w produkcji energii, szczególnie w kontekście spodziewanego wzrostu popytu. W tym celu planuje się dalszą rozbudowę interkonektorów oraz osiągnięcie samowystarczalności poprzez rozwój OZE. Zakłada się, że w 2030 r. 100% potrzebnej krajowi elektryczności brutto wytwarzane będzie ze źródeł odnawialnych³², a w kolejnych latach osiągnięte zostaną nadwyżki przeznaczane m.in. na produkcję zielonego wodoru (budowa morskich farm wiatrowych, dalszy rozwój fotowoltaiki, ewentualnie SMR-y).





³⁰ Dotyczy to głównie falowników wykorzystywanych w fotowoltaice.

³¹ *Share of energy consumption from renewable sources in Europe*, European Environment Agency, 16.01.2025, eea.europa.eu.

³² *Final update of the Integrated National Energy and Climate Plan of the Republic of Lithuania for the period 2021–2030*, commission.europa.eu.

2. Łotwa

Łotwa ma najczystszy miks elektroenergetyczny w regionie i uniezależniła się już od importu z Rosji. Kluczowe poza obniżeniem cen energii są dla Rygi modernizacja infrastruktury, dobra współpraca regionalna oraz integracja z rynkiem unijnym.

Łotwa 		transformacja energetyczna 	bezpieczeństwo energetyczne 	przystępność cenowa 
STAN	Miks elektroenergetyczny zdominowany przez OZE, uzupełniająca rola gazu	✓	✓	✓
	Odejście od współpracy energetycznej z Rosją	○	✓	○
	Spowolnienie ekonomiczne	○	○	✓
WYZWANIA	Konsekwencje synchronizacji sieci elektroenergetycznej z unijną (kontynentalną)	○	✓	○
	Odchodzenie od gazu w elektroenergetyce	✓	○	✓
	Bezpieczeństwo i rozbudowa połączeń z sąsiadami	○	✓	○
CELE	Zwiększenie mocy generacji z OZE	✓	✓	○
	Ograniczenie zmienności i wzrostów cen energii	○	○	✓
	Zwiększanie efektywności energetycznej i elektryfikacja transportu	✓	○	○

Łotwa ma jeden z najmniej emisyjnych mieszków elektroenergetycznych³³. Ponad 75% energii wytwarza ze źródeł odnawialnych, w tym 55% w elektrowniach wodnych, a resztę w pełniących ważną rolę bilansowania systemu jednostkach gazowych³⁴. Odejście od błękitnego paliwa w generacji stanowi wyzwanie na kolejne lata, lecz Ryga nie ma na razie konkretnych pomysłów³⁵ na dobre zastąpienie tego surowca. W miesku energii pierwotnej największą rolę odgrywają biopaliwa, które są też podstawowym produkowanym w kraju nośnikiem (głównie biomasa i odpady).

Łotwa, podobnie jak pozostałe państwa bałtyckie, odnotowała bardzo duży spadek emisyjności swojej gospodarki po roku 1990. Obecnie większość emisji pochodzi z sektorów niepodlegających systemowi ETS, jednak planowane objęcie ich systemem handlu emisjami ETS 2 będzie dla niej wyzwaniem. Łotewskie ciepłownictwo systemowe jest już wprawdzie w sporym stopniu oparte

³³ *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*, European Environment Agency, 31.10.2024, eea.europa.eu.

³⁴ *Zob. Latvia 2024. Energy Policy Review*, International Energy Agency, maj 2024, iea.org.

³⁵ *Revidenti: Latvija riskē nesasniegt enerģētiskas un klimata mērķus un saņemt sankcijas*, Latvijas Sabiedriskais medijs, 16.01.2025, lsm.lv.

na czystych źródłach, ale trudności przysporzy dekarbonizacja ogrzewnictwa indywidualnego i transportu³⁶.

Najpilniejszą kwestią w ostatnich latach było i pozostaje bezpieczeństwo energetyczne, szczególnie w kontekście rosnących napięć w relacjach z do niedawna największym dostawcą, czyli Rosją. Łotwa uniezależniła się całkowicie od importu gazu, ropy i elektryczności z tego kierunku, a po wejściu w życie sankcji unijnych – także LPG. W lutym 2025 r., wraz z desynchronizacją z systemem elektroenergetycznym rosyjsko-białoruskim i synchronizacją z tym Europy kontynentalnej, zakończyła się ostatnia istotna więź energetyczna Łotwy z Rosją. Jednocześnie kraj pozostaje wciąż zależny od importu surowców i – w znacznie mniejszym stopniu (ok. 12% zużycia w 2023 r.³⁷) – energii elektrycznej z krajów trzecich, w tym przede wszystkim z i za pośrednictwem sąsiednich państw bałtyckich³⁸.

Dla bezpieczeństwa energetycznego kluczowe znaczenie mają ochrona infrastruktury energetycznej oraz dobra współpraca regionalna i z innymi krajami UE. Istotną rolę dla wszystkich państw bałtyckich odgrywa znajdujący się na Łotwie magazyn gazu Inčukalna. Dodatkowo Ryga, aby wzmocnić swoją odporność i bezpieczeństwo (m.in. w sektorze naftowym), dołączyła w 2024 r. do Międzynarodowej Agencji Energii³⁹.

Skutki wojny Rosji przeciwko Ukrainie zdecydowanie negatywnie odbiły się na kondycji łotewskiej gospodarki. Wywołany wysokimi cenami energii kryzys inflacyjny powoduje trwające od trzech lat spowolnienie⁴⁰.

³⁶ Zob. *Latvia 2024. Energy Policy Review*, op. cit.

³⁷ *Latvia slashed its electricity imports in 2023*, Latvian Public Media, 20.08.2024, eng.lsm.lv.

³⁸ Na przykład w przypadku gazu z litewskiego terminalu LNG, terminali fińskich bądź przesyłanego gazociągiem Balticconnector.

³⁹ *Interview: Latvia prioritizing energy security with IEA membership – energy minister*, S&P Global, 19.02.2024, spglobal.com.

⁴⁰ M. Hansen, *Are Latvia's food price rises more severe than elsewhere?*, Latvian Public Media, 7.01.2025, eng.lsm.lv.

3. Estonia

Estonia zderusyfikowała swój mikś energetyczny i odnotowała największy spadek emisji w UE od 1990 r. Jednocześnie wyzwaniem w zakresie zarówno bezpieczeŃstwa, jak i krajowych cen energii jest planowane odejście od wykorzystywania łupków bitumicznych.

Estonia 



		transformacja energetyczna	bezpieczeństwo energetyczne	przystępność cenowa
STAN	Uniezależnienie od energii z Rosji	○	✓	○
	Największy w UE spadek emisji od 1990 r.	✓	○	○
	Malejący, ale znaczny udział łupków w mikśie	✓	✓	✓
WYZWANIA	Konsekwencje synchronizacji sieci elektroenergetycznej z unijną (kontynentalną)	○	✓	○
	Bezpieczeństwo krytycznej infrastruktury energetycznej (Balticconnector, kable)	○	✓	○
	Dekarbonizacja – odejście od łupków	✓	✓	✓
CELE	Nowe Źródła generacji energii (OZE, ew. SMR-y) i połączenia elektroenergetyczne z UE	✓	✓	○
	Obniżenie cen, konkurencyjność, miejsca pracy	○	○	✓
	Wsparcie odchodzenia od łupków, sprawiedliwa transformacja	✓	✓	✓

Estonia w znacznym stopniu koncentrowała się w ostatnich latach na zwiększaniu bezpieczeŃstwa energetycznego i dzięki budowie połączeń z krajami sąsiednimi całkowicie uniezależniła się od dostaw energii i surowców z Rosji⁴¹. ZwieŃczenie tego procesu, tak jak w przypadku pozostałych dwóch państw bałtyckich, stanowiło odłączenie się od kontrolowanego przez Rosję systemu elektroenergetycznego i synchronizacja z tym Europy kontynentalnej (luty 2025 r.). Mimo tych posunięć bezpieczeŃstwo energetyczne pozostaje priorytetem władz, w tym zarówno ochrona krytycznej infrastruktury energetycznej w związku ze zwiększonymi ryzykami hybrydowymi (uszkodzenia kabli podmorskich), jak i zapewnienie stabilnych i przystępnych cenowo dostaw w czasie dekarbonizacji.

Estonia odnotowała największy spadek emisji gazów cieplarnianych w UE od 1990 r., lecz podobnie jak w kilku innych państwach regionu wiązało się to przede wszystkim z dezindustrializacją po zmianie systemowej, która nastąpiła po upadku ZSRR. W ostatnich latach wyraźnie przyspieszył proces transformacji energetycznej: udział kluczowego w Estonii surowca energetycznego – łupków

⁴¹ Chodzi o Estlink 1 i 2 z Finlandią oraz interkonektory z pozostałymi krajami bałtyckimi umożliwiające korzystanie z litewskiego terminalu LNG czy łotewskiego magazynu gazu.

bitumicznych – w generacji elektryczności spadł z ok. 90% dekadę temu do nieco ponad 50% w 2023 r.⁴² Rośnie rola źródeł odnawialnych, głównie biomasy (drewno i odpady) i wiatrowych.

Według założeń Tallinna – chcącego osiągnąć neutralność klimatyczną do połowy stulecia – w 2030 r. całość energii elektrycznej zużywanej w kraju ma pochodzić ze źródeł odnawialnych, a wstrzymanie generacji z łupków nastąpić w 2035 r.⁴³ Zarazem jednak wiąże się to z dużymi wyzwaniami. Dotyczą one możliwej okresowej luki generacyjnej oraz stabilności dostaw i cen energii przy odchodzeniu od elektrowni opalanych łupkami (w planach jest dalszy rozwój OZE; trwa debata o budowie SMR-ów).

Stawia się też pytania o wpływ na bezpieczeństwo energetyczne – dotychczas dzięki łupkom (i biomase) Estonia była jednym z najmniej zależnych od importu państw regionu. Ponadto istnieją obawy o konkurencyjność krajowej gospodarki oraz pojawienie się lokalnych problemów społecznych⁴⁴. Brakuje wreszcie jasnej strategii zarządzania procesem odchodzenia od łupków i poradzenia sobie z jego konsekwencjami, a krytycy przypominają, że decyzja o odejściu od ich wykorzystania ma podłoże głównie polityczne i podjęto ją bez wnikliwej oceny jej skutków oraz konsultacji publicznych⁴⁵.

⁴² *Oil shale electricity production decreased last year*, Statistics Estonia, 6.09.2024, stat.ee.

⁴³ Do 2040 r. planuje się natomiast zakończenie wydobycia łupków. Zob. *Estonian government secretly commits to ending oil shale use by 2040*, Eesti Rahvusringhääling, 11.11.2024, news.err.ee.

⁴⁴ W związku z procesem dekarbonizacji region Ida-Viru (Virumaa Wschodnia), gdzie sektor łupkowy zapewnia ok. 3 tys. miejsc pracy, czeka strukturalna zmiana, do tej pory niezaplanowana przez władze centralne. Tamtejsza społeczność będzie zatem musiała się najpewniej liczyć ze wzrostem poziomu ubóstwa.

⁴⁵ *Estonian government secretly commits to ending oil shale use by 2040*, op. cit.

4. Czechy

Czechy zmniejszyły zależność energetyczną od Rosji, wzmocniły rolę państwa w sektorze i rozbudowują energetykę jądrową. Wyzwaniami są dla nich odejście od węgla, koszty dywersyfikacji i wysokie ceny energii.

Czechy 



STAN	Znaczne zmniejszenie zależności od surowców z Rosji	●	✓	●
	Wzrost roli państwa w sektorze energetycznym	●	✓	●
	Najwyższe w regionie ceny dla ludności, wysokie dla przemysłu	●	●	✓
WYZWANIA	Kosztowna i niełatwa dywersyfikacja (w tym za pośrednictwem Niemiec)	●	✓	✓
	Odejście od węgla	✓	✓	✓
	Koszty energii i transformacji dla przemysłu (sektor motoryzacyjny)	✓	✓	✓
CELE	Rozbudowa energetyki jądrowej i gazowej oraz uznanie jej roli w transformacji i prawie UE	●	✓	✓
	Sprawiedliwa transformacja (odejście od węgla)	✓	✓	✓
	Obniżenie cen dla ludności (i dla przemysłu)	●	●	✓

W Czechach od 2022 r. wyraźnie wzrosło znaczenie bezpieczeństwa energetycznego. Po rozpoczęciu pełnoskalowej inwazji Rosji na Ukrainę za zwiększonymi wydatkami na obronność⁴⁶ poszły kroki na rzecz derusyfikacji dostaw energii (surowców i paliwa jądrowego) oraz rozszerzania własności państwowej w sektorze. Zarazem jednak dłuższe trasy dostaw przekładają się na zazwyczaj wyższe ceny. Konieczność importu surowców z dalszej zagranicy, w tym LNG zamiast rurociągowego gazu ziemnego, miks energetyczny z wciąż znaczącym udziałem węgla oraz niechęć rządu do silnego wspierania odbiorców z budżetu sprawiają, że Czechy należą do państw z najdroższą energią w UE.

W pierwszej połowie 2024 r. czeskie gospodarstwa domowe obowiązywały najwyższe w Unii ceny prądu przy uwzględnieniu parytetu siły nabywczej (prawie dwukrotnie większe niż w sąsiedniej Słowacji)⁴⁷ i czwarte pod względem wysokości ceny gazu (za Szwecją, Portugalią i Holandią)⁴⁸. Dotkliwie były również stawki dla firm. W konsekwencji w latach 2022–2023 nastąpiło znaczne zubożenie społeczeństwa i pogorszenie nastrojów społecznych.

⁴⁶ W 2024 r. po raz pierwszy od 20 lat przeznaczono na ten cel 2% PKB.

⁴⁷ *Electricity price statistics*, Eurostat, ec.europa.eu/eurostat.

⁴⁸ Również przy uwzględnieniu parytetu siły nabywczej. *Natural gas price statistics*, Eurostat, ec.europa.eu/eurostat.

W 2024 r. upadła huta Liberty w Ostrawie⁴⁹, a pozostałe podobne zakłady ograniczają działalność z powodu nierównych warunków rywalizacji z producentami stali spoza UE (nieobjętymi ETS), a także spóźnionego i niedopracowanego wprowadzenia przez Unię tzw. granicznego podatku węglowego (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM). Z kolei chemiczna spółka Spolana⁵⁰ ogłosiła na początku 2025 r. zwolnienie 500 z 650 osób, tłumacząc to m.in. malejącą zdolnością do konkurencyjności na rynku wskutek wyższych niż poza UE kosztów produkcji.

W rezultacie w czeskiej debacie o polityce energetycznej rośnie znaczenie aspektu konkurencyjności i obniżenia cen. Zwłaszcza ta ostatnia kwestia stanowczo podnoszona jest przez obecną opozycję, która najpewniej przejmie władzę jesienią 2025 r. Można po niej oczekiwać wprowadzenia hojniejszych mechanizmów kompensacyjnych i asertywniejszego nastawienia do Brukseli.

Zamykanie lub znaczne ograniczanie działalności przez zakłady energochłonne przyspiesza dekarbonizację i przyczynia się do redukcji emisji w kraju. Dzieje się to jednak kosztem kondycji czeskiego przemysłu (w szczególności ciężkiego), a także zwiększenia jego zależności od importu produktów z państw trzecich. Praga tkwi pomiędzy presją wynikającą z wiążących celów polityki klimatycznej, której wymogi realizuje w relatywnie mało ambitnym zakresie, a postulatami krajowego przemysłu. Dodatkowo obecnemu centroprawicowemu rządowi nie udało się przyjąć nowej strategii energetycznej⁵¹. Wątki klimatyczne związane z transformacją w tym obszarze nie mają w czeskiej debacie publicznej wielu prominentnych obrońców. W mediach poruszane są natomiast wyrywkowo takie tematy jak susze, powodzie czy transgraniczne oddziaływanie KWB Turów, w których to kwestie klimatyczne wybijają się na pierwszy plan.

⁴⁹ To największy kombinat hutniczy w Czechach, działający od 1952 r. W momencie ogłoszenia upadłości zatrudniał ok. 5 tys. osób.





⁵⁰ Należąca do grupy Orlen jedna z największych czeskich spółek chemicznych, a zarazem jedyny w kraju wytwórca polimerów syntetycznych PVC i organicznego związku chemicznego - kaprolaktamu (wykorzystywanego m.in. do wyrobu nylonu). Produkcja obu ma zostać zakończona. Spółka ma utrzymać produkcję kwasu siarkowego i będzie się starała rozwijać perspektywicznie bardziej ekonomiczną działalność, np. recykling odpadów z tworzyw sztucznych.

⁵¹ Nie nastąpiło to pomimo podejmowanych prób i zawartego w programie rządu zobowiązania, że aktualizacja strategii nastąpi do końca 2023 r. Wynika to z rozbieżności w podejściu do zagadnienia czterech partii koalicyjnych, a także krytyki pierwszych projektów ze strony części ekspertów i opozycji, które określały je jako „czeski Zielony ład”, co mogło stanowić obciążenie w kontekście wyborów do Izby Poselskiej jesienią 2025 r.

Wyzwaniem dla Czech będzie synchronizacja procesów wyłączenia elektrowni węglowych i uruchamiania nowych mocy jądrowych i OZE. Może się to okazać problematyczne z punktu widzenia stabilności i bezpieczeństwa dostaw elektryczności (ryzyko okresowej luki generacyjnej), a pośrednio negatywnie wpływać na ceny. Budowa nowych bloków jądrowych cierpi z powodu wieloletnich opóźnień i napotyka coraz to nowe komplikacje. Z kolei w przypadku OZE problem stanowią niedogodne w kraju warunki do wytwarzania większej mocy (np. brak dostępu do morza, umiarkowana liczba dni słonecznych). Czechy są wprawdzie od lat eksporterem netto energii elektrycznej, niemniej bilans za 2023 r. był najłabszym w XXI wieku i może się dalej pogarszać wraz ze stopniowym zamykaniem elektrowni węglowych i opóźnieniami w rozwoju energetyki jądrowej.

5. Słowacja

Słowacja ma jeden z najczystszych miksów elektroenergetycznych w regionie i całej UE dzięki energetyce jądrowej, której rolę chce zwiększać. Wciąż polega jednak na surowcach z Rosji, więc wyzwaniami są dla niej ustanie tranzytu przez Ukrainę i koszty dywersyfikacji.

Słowacja 		transformacja energetyczna 	bezpieczeństwo energetyczne 	przystępność cenowa 
STAN	Niskoemisyjny miks elektroenergetyczny: dużo energetyki jądrowej, mało OZE	✓	○	○
	Wciąż duża zależność od importu z Rosji (gaz/ropa/paliwo jądrowe)	○	✓	✓
	Zależność od sąsiadów (Ukraina, Węgry)	○	✓	✓
WYZWANIA	Ustanie tranzytu rosyjskiego gazu przez Ukrainę; niejasna przyszłość dostaw rosyjskiej ropy	○	✓	○
	Ceny energii i wdrażanie transformacji w przemyśle (głównie motoryzacyjnym)	○	○	✓
	Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej i dywersyfikacja	○	✓	○
CELE	Alternatywne źródła i trasy dostaw surowców energetycznych	○	✓	○
	Rozbudowa energetyki jądrowej i gazowej oraz uznanie jej roli w transformacji i prawie UE	✓	✓	✓
	Utrzymanie niskich cen dla ludności (i obniżenie dla przemysłu)	○	✓	✓

Bratysława na pierwszym miejscu trylematu energetycznego stawia kwestię cen energii, podnosząc problem znacznie wyższych kosztów gazu i ropy w dostawach z alternatywnych względem rosyjskich źródeł i podejmując działania na rzecz przedłużenia importu z Rosji. Dla rządu poziom cen, zwłaszcza dla gospodarstw domowych, to priorytet polityczno-społeczny: jesienią 2023 r. do władzy wróciła lewica, obiecując m.in. „tańszą energię”. Jednocześnie kolejne sankcje i narastające ryzyka, którymi obarczone jest utrzymywanie współpracy z Rosją, zmuszają rządzących do zaangażowania się w dziedzinę bezpieczeństwa energetycznego.

Słowacja, tak jak Węgry, wyróżnia się chęcią kontynuacji współpracy energetycznej z Rosją z przyczyn zarówno ekonomicznych, jak i politycznych. Co do ropy, w przypadku której jest silnie zależna od kapitału węgierskiego⁵², koordynuje działania z Budapesztem. Zarazem jednak słowackie spółki energetyczne i rząd szukają alternatyw, chcąc zapewnić bezpieczeństwo dostaw, m.in. poprzez możliwie konkurencyjny cenowo import surowca z terminalu chorwackiego ropociągiem Adria. Jeśli chodzi o gaz, wyzwaniem stanowi ustanie tranzytu przez Ukrainę, ale poza działaniami na rzecz jego wznowienia⁵³ zabezpieczono też niezbędne dostawy krótkookresowymi kontraktami z partnerami zachodnimi⁵⁴. W kwestii paliwa jądrowego Bratysława bada możliwość zastąpienia paliwa rosyjskiego alternatywnym, produkowanym przez amerykański Westinghouse⁵⁵.

Słowacja już przed laty postawiła na rozwój energetyki jądrowej – pochodzi z niej obecnie ponad 60% krajowej elektryczności i udział ten ma rosnąć. Po podłączeniu do sieci trzeciego bloku EJ Mochovce stała się w 2023 r. eksporterem prądu netto, a po uruchomieniu kolejnego bloku (2026 r.) powinna tę pozycję jeszcze umocnić⁵⁶. Dzięki energii jądrowej słowacki sektor elektroenergetyczny należy do najmniej emisyjnych w regionie i całej Unii⁵⁷. W rezultacie kluczowym interesem Bratysławy jest, aby energia jądrowa została uznana w UE za „czyste” źródło i była w większym stopniu dofinansowywana z budżetu unijnego. W naturalny sposób popycha ją to do sojuszu z Francją⁵⁸ i stawia w opozycji do Niemiec i Austrii.

Lewicowo-narodowy rząd Roberta Ficy nie zajął jednoznacznego stanowiska w sprawie unijnej polityki klimatycznej. Z jednej strony pozytywnie wyróżnia on swój kraj na tle regionu, wykorzystując fakt, że Słowacja ma niskoemisyjny miks. Z drugiej zaś krytykuje np. ETS 2, a w części unijnego prawa klimatycznego upatruje przyczyn problemów zwykłych obywateli i słowackich firm. Przykładowo wysokie ceny prądu spowodowały wstrzymanie w 2022 r. głównej działalności przez największego jego konsumenta (8-10% ogółu krajowego zużycia) – producenta aluminium Slovalco.

⁵² Węgierski koncern MOL kontroluje bratysławską rafinerię i główną sieć stacji paliw.

⁵³ Zob. K. Dębiec, *Słowackie działania przed wygaśnięciem ukraińsko-rosyjskiej umowy tranzytowej*, OSW, 20.12.2024, osw.waw.pl.

⁵⁴ *Ibidem*.

⁵⁵ Zob. A. Łoskot-Strachota, K. Dębiec, A. Sadecki, *Nuclear energy in V4 – the current situation and perspectives*, V4 Energy Think Tank Platform, listopad 2024, osw.waw.pl.

⁵⁶ *Ibidem*.




⁵⁷ *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*, op. cit.

⁵⁸ Słowacja i Francja to w skali globalnej dwa państwa legitymujące się najwyższym udziałem energii jądrowej w elektroenergetyce krajowej.

6. Węgry

Priorytetem Węgier są niskie ceny energii i stabilne zaopatrzenie w nią, co docelowo ma zapewniać głównie energetyka jądrowa, umożliwiająca także dalszą dekarbonizację. Budapeszt pogłębił zależność energetyczną od Rosji, widząc we współpracy z nią sposób na utrzymanie tanich dostaw. Generuje to zarazem podstawowe ryzyko dla węgierskiego bezpieczeństwa energetycznego.

Węgry

		 transformacja energetyczna	 bezpieczeństwo energetyczne	 dostępność cenowa
STAN	Duża zależność od Rosji (import surowców, elektrownia jądrowa)	●	✓	✓
	Znaczna rola gazu i wrażliwość na skutki kryzysu	●	✓	✓
	Relatywnie niskoemisyjny sektor elektroenergetyczny (energetyka jądrowa i słoneczna)	✓	●	●
WYZWANIA	Wzrost cen energii i gazu (problem społeczny i gospodarczy)	●	●	✓
	Energetyczne i polityczne koszty współpracy z Rosją (przyszłość EJ Paks 2; mniej funduszy unijnych itp.)	●	✓	●
	Koszty dywersyfikacji i dalszej dekarbonizacji	✓	✓	●
	Polityka energetyczna zależna od arbitralnych decyzji elity rządzącej	✓	✓	✓
CELE	Utrzymanie niskich cen energii, przyciągnięcie inwestycji	●	●	✓
	Zwiększenie niezależności od importu oraz ograniczanie udziału gazu w miksie	✓	✓	✓
	Uznanie roli atomu i gazu w transformacji i prawie UE	✓	✓	✓

Dzięki dużemu udziałowi energii jądrowej i wciąż istotnej roli gazu, ale też coraz większemu znaczeniu fotowoltaiki Węgry mają relatywnie czysty mikś energetyczny i ambitne zamiary dalszego ograniczania emisji. Osiągnięciu tego celu miały służyć przedłużanie funkcjonowania czterech istniejących bloków oraz rozbudowa elektrowni jądrowej (planowane powstanie dwóch dodatkowych bloków we współpracy z Rosatomem)⁵⁹ i generacji z OZE (fotowoltaika).

Najważniejszym wyzwaniem dla kraju są rosnące od kilku lat ceny energii i gazu. Uderza to zarówno w społeczeństwo, jak i w przemysł (w tym ważne gospodarczo branże energochłonne⁶⁰) i konkurencyjność gospodarki, ale też w możliwość nie tylko przyciągnięcia, lecz także utrzymania inwestycji zagranicznych w kraju, a wreszcie – w podwaliny sukcesu polityki socjalnej Viktora Orbána i poparcie dla niego.

⁵⁹ A. Sadecki, *Węgry: zielone światło dla Rosatomu w Paks*, OSW, 31.08.2022, osw.waw.pl.

⁶⁰ W tym przemysł motoryzacyjny i bateryjny (baterie litowo-jonowe do aut elektrycznych).

Wyzwanie stanowi też niepewność co do trwałości dwóch filarów dotychczasowej polityki energetycznej Budapesztu mających według pierwotnych założeń również w przyszłości zapewnić przystępne ceny, wystarczające dostawy energii i wreszcie konkurencyjność węgierskiej gospodarki. Aby osiągnąć te cele, Węgry kontynuowały, a nawet wzmacniały jak dotąd swoją kooperację energetyczną z Rosją (często wbrew pozostałym państwom UE) oraz stawiały na rozbudowę (we współpracy z rosyjskim Rosatomem) elektrowni jądrowej Paks 2⁶¹. Obecnie, w związku z trwającą wojną i zagrożeniami zarówno w postaci sankcji, jak i dla fizycznego bezpieczeństwa infrastruktury (np. na Morzu Czarnym czy na Ukrainie), trwałość tak daleko idącej kooperacji z Moskwą wydaje się niepewna. Nieoczywiste są też tempo realizacji EJ Paks 2 i ostateczna przyszłość tej inwestycji.

Niewykluczona konieczność ograniczenia współpracy energetycznej z Rosją i/lub odroczenie bądź zawieszenie budowy elektrowni atomowej przełożą się na wzrost kosztów importu, potrzebę dywersyfikacji źródeł i przedsięwzięcia nowych inwestycji infrastrukturalnych oraz odroczenie wygaszenia bloków węglowych (elektrownia Mátra⁶²) bądź uruchomienie alternatywnych jednostek (jak chociażby planowane bloki gazowe⁶³) itp. Wyzwanie stanowi przy tym fakt, że Węgry mają ograniczone, przynajmniej w krótkim i średnim okresie, możliwości zwiększania udziału OZE w miksie elektroenergetycznym (warunki pogodowe, niewystarczająco rozbudowana sieć) oraz – w związku z zamrożeniem dostępu do części funduszy unijnych – zredukowany dostęp do środków z KPO na dekarbonizację i uniezależnianie się od Rosji.

Wszystko to wiązać się może z poważnymi obciążeniami dla budżetu państwa i dalszymi wzrostami cen energii oraz zwiększać emisyjność węgierskiego sektora elektroenergetycznego. To z kolei może uderzać nie tylko w społeczeństwo, lecz także w węgierski przemysł (np. w realizację planowanych chińskich inwestycji w fabryki baterii). Tymczasem wiele wskazuje na to, że na Węgrzech brakuje pomysłu na rozbudowę nieenergochłonnych gałęzi przemysłu i nowe źródła konkurencyjności. Wyzwania dla atomu i/lub współpracy z Rosją oznaczają też będą konieczność wzmocnienia kooperacji Węgier z państwami

⁶¹ Zob. S. Kardaś, A. Sadecki, *Rosyjsko-węgierska umowa atomowa*, OSW, 15.01.2014, osw.waw.pl.









































⁶² Jedyna funkcjonująca na Węgrzech elektrownia węglowa o mocy 950 MW, której wygaszenie (według deklaracji rządowych z 2021 r.) miało nastąpić w 2025 r. Po wybuchu wojny na Ukrainie i nastaniu kryzysu energetycznego władze wycofały się jednak z tych planów – zob. *Use of Coal-Fired Power Plants Increases amid Transition to Green Energy*, Hungary Today, 30.01.2024, hungarytoday.hu.

⁶³ Trzy nowe bloki o gazowe o łącznej potencjalnej mocy 1650 MW – zob. Á. Bráder, *Bidding Phase of Two New Hungarian Power Plants to Begin Soon*, Hungarian Conservative, 4.08.2023, hungarian-conservative.com.

sąsiednimi, co może się okazać nieoczywiste. Jednocześnie jednak zmiana polityki wobec Rosji może udrożnić przynajmniej część kanałów współpracy regionalnej i wewnątrzunijnej.

7. Polska

Polska uniezależniła się od surowców z Rosji. Problemem jest wysoki udział paliw kopalnych w miksie, zwłaszcza węgla. Wyzwaniami są także przeprowadzenie sprawiedliwej transformacji, zapewniającej konkurencyjność przemysłu i przystępność cen energii dla ludności, oraz zagwarantowanie bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej, szczególnie na Bałtyku.

Polska 		 transformacja energetyczna	 bezpieczeństwo energetyczne	 przystępność cenowa
STAN	Całkowite odejście od importu surowców i paliw z Rosji			
	Wysoka zależność od węgla i relatywnie niska dynamika rozwoju OZE (vs potrzeby)			
	Rosnące ceny energii			
	Przestarzała infrastruktura energetyczna			
WYZWANIA	Ryzyko luki generacyjnej (wycofywanie węgla, niepewność co z gazem)			
	Bezpieczeństwo fizyczne i cyberbezpieczeństwo oraz adekwatna rozbudowa infrastruktury energetycznej			
	Sprawiedliwa transformacja regionów węglowych			
	Koszty transformacji			
CELE	Zapewnienie konkurencyjności gospodarki (przemysł)			
	Budowa energetyki jądrowej i wzmacnianie suwerenności energetycznej			
	Dekarbonizacja i większa efektywność energetyczna (przemysł, budownictwo, transport)			
	Większy wpływ na politykę energetyczno-klimatyczną UE			

W ostatnich latach Polska wyraźnie wzmocniła swoje bezpieczeństwo energetyczne dzięki polityce dywersyfikacji szlaków i kierunków dostaw. Powstała infrastruktura⁶⁴ i podpisane kontrakty umożliwiły całkowite i trwałe zastąpienie rosyjskiej ropy i gazu ziemnego surowcem ze źródeł alternatywnych.

Obecnie kluczowymi wyzwaniami są budowa mocy wytwórczych i infrastruktury do przesyłu energii elektrycznej umożliwiających zaspokojenie rosnącego zapotrzebowania wewnętrznego na czystą energię oraz zagwarantowanie bezpieczeństwa (zarówno fizycznego, jak i cyberbezpieczeństwa) krytycznej infrastruktury energetycznej i szlaków handlowych. W tym kontekście

⁶⁴ W tym terminal LNG, Baltic Pipe i interkonektory.

szczególnie ważne jest bezpieczeństwo Bałtyku, którego znaczenie dla zaopatrzenia w energię skokowo się zwiększyło⁶⁵. Wreszcie warta odnotowania jest rosnąca rola Polski w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw i funkcjonowania systemów energetycznych państw sąsiadujących – Ukrainy, a od lutego 2025 r. również państw bałtyckich.

Dominującą rolę w polskim miksie – zarówno energii pierwotnej, jak i elektroenergetycznym – odgrywa wciąż węgiel. W 2022 r. z elektrowni węglowych pochodziło aż 70% wytwarzanej w kraju elektryczności⁶⁶. Jednocześnie odsetek ten szybko spada w ostatnich latach – według najnowszych szacunków w 2024 r. obniżył się do 57%⁶⁷. Energetyka węglowa odgrywa jednak wciąż istotną rolę z perspektywy bilansowania i zapewniania stabilności systemu. Ta jej funkcja ustanie jednak najpewniej pod koniec 2028 r.⁶⁸ W takim wypadku niezbędna byłaby dalsza rozbudowa mocy gazowych (w 2024 r. odpowiadających za ponad 11% generacji), których udział w miksie elektroenergetycznym systematycznie się podnosi⁶⁹.

Rośnie też stopniowo udział odnawialnej energii elektrycznej – w 2024 r. wyniósł prawie 30%⁷⁰. Tempo rozwoju energetyki odnawialnej, szczególnie wiatrowej na lądzie, hamują jednak bariery regulacyjne. Z kolei na morzu coraz większym wyzwaniem dla farm wiatraków mogą być kwestie tzw. twardego bezpieczeństwa. Ograniczeniem dla rozwoju OZE są też niewystarczające inwestycje w magazyny energii i sieci przesyłowe.

Polska planuje również budowę pierwszej pełnoskalowej elektrowni jądrowej, która ma umożliwić stabilne dostawy i dekarbonizację miksu, uzupełniając zarazem generację opartą na OZE, a w dalszej perspektywie rozważyć budowę kolejnej i szereg inwestycji w SMR-y. Plany te mogą się jednak urzeczywistnić najwcześniej za nieco ponad dekadę – oddanie pierwszej elektrowni jądrowej do użytku ma według obecnych planów nastąpić w latach 2036–2037⁷¹.

⁶⁵ Drogą morską dociera obecnie do Polski większość importowanej ropy i paliw ropopochodnych, gazu ziemnego (przez Baltic Pipe i w postaci LNG) oraz węgla. Rozbudowywana jest także infrastruktura offshore do generacji i przesyłu energii elektrycznej. Nad morzem usytuowana będzie pierwsza polska elektrownia jądrowa. Przez Bałtyk ma też bieć istotny korytarz wodorowy z państw skandynawskich.

⁶⁶ Według IEA.

⁶⁷ *2024 wrapped, czyli błyskawiczny przegląd najciekawszych danych z elektroenergetyki*, Forum Energii, forum-energii.eu.

⁶⁸ Zgodnie z zobowiązaniami unijnymi.

⁶⁹ *2024 wrapped...*, op. cit.

⁷⁰ *Ibidem*.

⁷¹ *Nowy harmonogram prac nad polską elektrownią jądrową. Oto daty*, Business Insider, 11.12.2024, businessinsider.com.pl.

W rezultacie, w związku z niepewnością co do przyszłości jednostek węglowych i gazowych oraz tempa rozwoju OZE, nasila się ryzyko wystąpienia we wczesnych latach 30. okresowej luki w krajowej generacji prądu.

Czekająca wciąż Polskę transformacja sektora elektroenergetycznego wiąże się z olbrzymimi kosztami inwestycyjnymi (w nowe moce i sieci, ale też w modernizację przestarzałej i niedoinwestowanej infrastruktury⁷²), geograficzną zmianą lokalizacji wytwarzania energii (z południa kraju na północ) oraz wyzwaniem społecznymi (konieczność sprawiedliwej transformacji w regionach węglowych). Będzie się to przekładać także na ceny energii w kraju. Tymczasem skutki kryzysu energetycznego (wyższe i zmienne ceny surowców) oraz wzrostu kosztów uprawnień do emisji CO₂ doprowadziły już do znacznych podwyżek cen za energię elektryczną i ciepłą. W 2024 r. w Polsce obowiązywały jedne z najwyższych cen energii i gazu dla przemysłu w rozpatrywanej grupie państw (zob. wyżej), a Polska wraz z krajami Europy Południowo-Wschodniej i Włochami należała do państw z najwyższymi w UE średniorocznymi cenami spotowymi elektryczności⁷³.

Problem ten może się pogłębiać w kolejnych latach w zależności od tempa wzrostu cen emisji i przeobrażeń krajowej struktury generacji. Odbije się to na konkurencyjności gospodarki (duża część przemysłu jest energochłonna) i będzie skutkowało ograniczaniem produkcji (np. przemysłu hutniczego), trudnościami finansowymi oraz wyprzedażami aktywów (np. w przemyśle chemicznym⁷⁴). Problemy nasilić może również planowane objęcie systemem handlu emisjami (ETS 2) budownictwa i transportu, szczególnie ze względu na relatywnie niski poziom dekarbonizacji tych sektorów. Oprócz wzrostu kosztów wiązać się to będzie z kolejnym obciążeniem gospodarstw domowych i postępującym ubóstwem energetycznym.

⁷² 39% linii napowietrznych w naszym kraju ma już ponad 40 lat. Koszt modernizacji linii średniego napięcia z napowietrznych na podziemne szacowany jest zaś na ok. 48 mld zł. Zob. W. Modzelewski, *Sieci – wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej*, Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi, lipiec 2022, clientearth.pl.




⁷³ *Average electricity spot market prices in 2024*, Energy Charts, energy-charts.info.

⁷⁴ G. Kowalczyk, *Państwowy gigant się wyprzeda, bo stoi nad przepaścią. „Sytuacja jest dramatyczna”*, Business Insider, 16.01.2025, businessinsider.com.pl.

8. Rumunia

Rumunia jest w niewielkim stopniu zależna od importu, rozwija wydobywanie gazu, ale planuje też wzrost roli OZE i energetyki jądrowej. Kluczowymi problemami są dla niej wysokie ceny i wpływ wojny na bezpieczeństwo energetyczne na Morzu Czarnym i w najbliższym sąsiedztwie.

Rumunia

		 transformacja energetyczna	 bezpieczeństwo energetyczne	 przystępność cenowa
STAN	Dość czysty miks elektroenergetyczny (hydroelektrownie/atom/OZE), choć w jego skład wchodzi także węgiel i gaz	✓	○	○
	Duża samowystarczalność, mała zależność od importu energii	○	✓	○
	Wysokie, zmienne ceny kluczowym tematem	○	○	✓
WYZWANIA	Wysokie ceny i podatki, niepewność regulacyjna	○	✓	✓
	Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej, handlu i wydobycia (Morze Czarne)	○	✓	✓
	Skutki problemów energetycznych u sąsiadów (Mołdawia, Ukraina)	○	✓	○
CELE	Rozbudowa wydobycia (offshore), regionalna rola hubu gazowego	○	✓	✓
	Rozbudowa energetyki jądrowej i OZE, redukcja importu do minimum	✓	✓	✓
	Wsparcie odchodzenia od węgla, sprawiedliwa transformacja	✓	✓	✓
	Zapobieganie wysokim cenom i ich zróżnicowaniu w UE	○	○	✓

Rumunia jest relatywnie zaawansowana w procesie transformacji energetycznej. Odnotowała też jeden z większych spadków emisji w regionie i w UE od 1990 r. i zamierza je ograniczyć do 2040 r. o przeszło 90%⁷⁵. Obecnie ponad 60% produkowanej w kraju elektryczności pochodzi z czystych źródeł, z których najważniejsze to hydroelektrownie i energetyka jądrowa. Planuje dalszy szybki rozwój OZE (przede wszystkim farm wiatrowych i słonecznych) oraz rozbudowę elektrowni jądrowej w Cernavodzie (dwa nowe bloki według technologii kanadyjskiej mają powstać w latach 2030–2031⁷⁶; rozważane są także małe reaktory modułowe). Jednocześnie wciąż ponad 15% energii elektrycznej wytwarza się z gazu, a prawie 20% z węgla. Odchodzenie od wykorzystania tego ostatniego i zamykanie kopalń to kwestie społecznie wrażliwe. Brakuje również jasnej strategii transformacji regionów węglowych. Wyzwanie stanowi wreszcie konieczność modernizacji i rozbudowy przestarzałych i niedostosowanych do potrzeb sieci energetycznych – jest to warunek integracji z systemem rosnącej generacji z OZE.

⁷⁵ Zob. *Planul național integrat în domeniul energiei și schimbărilor climatice 2025–2030*, Ministerstwo Energii Rumunii, październik 2024, energie.gov.ro.

⁷⁶ *EC approves completion of Romanian reactors*, World Nuclear News, 4.07.2024, world-nuclear-news.org.

Dzięki własnym zasobom ropy i gazu oraz zwiększaniu wydobycia i rosnącej roli energetyki jądrowej i odnawialnej Rumunia pozostaje jednym z mniej zależnych od importu energii i surowców państw środkowoeuropejskich i unijnych. Co więcej, planuje go dalej ograniczać i zmienić swój status na eksportera. Od początku 2025 r., w związku z kryzysem energetycznym w Mołdawii, Rumunia sprzedaje elektryczność do wschodniego sąsiada. Zarazem rozpoczęcie eksploracji złóż czarnomorskich (w tym przede wszystkim złoża Neptun) oraz budowa infrastruktury przesyłowej mają w zamierzeniu decydentów w Bukareszcie uczynić z tego kraju największego producenta i eksportera gazu ziemnego w UE. Wreszcie w przyjętej pod koniec roku rumuńskiej strategii energetycznej zakłada się też wznowienie wydobycia uranu⁷⁷.

Wraz z rozbudową połączeń transgranicznych Rumunia może się przyczynić do pogłębienia integracji regionu i zwiększyć nie tylko swoją rolę w nim, lecz także własne bezpieczeństwo energetyczne⁷⁸. Infrastruktura offshorowa uważana jest przez Bukareszt za potencjalnie najbardziej narażoną na działania sabotażowe (przede wszystkim ze strony Rosji). Jednocześnie, myśląc o twardej bezpieczeństwie systemów energetycznych i przesyłowych, Rumunia bierze też pod uwagę sąsiednią Mołdawię, która – ze względów kulturowych i historycznych – znajduje się pod jej szczególną opieką.

Bodajże największym wyzwaniem są obecnie wysokie ceny energii i gazu. W 2024 r. w Rumunii odnotowywano jedne z najwyższych cen hurtowych elektryczności w UE⁷⁹, co częściowo wiąże się z sytuacją wewnętrzną na tym rynku (poza strukturą generacji chodzi również o niedostateczną jego płynność i nieoptymalne otoczenie regulacyjne), a częściowo wynika ze specyfiki całej Europy Południowo-Wschodniej (w tym niewystarczającej integracji wewnątrzregionalnej i z resztą UE)⁸⁰. Utrzymywanie się wysokich cen przekłada się na nastroje społeczne i ograniczanie konkurencyjności tamtejszego przemysłu. W konsekwencji Rumunia wraz z Bułgarią i Grecją wezwały Komisję Europejską do podjęcia wysiłków na rzecz przeciwdziałania dużym

⁷⁷ D. Dalton, *Romania / Energy Plan Sees Long-Term Shift To Nuclear And Return To Uranium Mining*, Nuclear News Agency, 25.11.2024, nucnet.org.

⁷⁸ A. Sabadus, *Liquid markets key to Romanian electricity, gas expansion – energy minister*, Independent Commodity Intelligence Services, 23.01.2025, icis.com.

⁷⁹ *European electricity prices and costs*, Ember, ember-energy.org; *Romania Eficienta Completes a New Energy Renovation Project*, Energy Industry Review, 22.01.2025, energyindustryreview.com.




⁸⁰ M. Kirsch, *South-eastern Europe has a power problem – CESEC can help solve it*, Balkan Green Energy News, 1.11.2024, balkangreenenergynews.com.

różnicom cen wewnątrz UE (m.in. poprzez wsparcie rozbudowy połączeń elektroenergetycznych)⁸¹.

9. Bułgaria

Bułgaria zminimalizowała zależność od surowców energetycznych z Rosji. Do wyzwań należą dekarbonizacja (kluczową rolę ma w niej odegrać energetyka jądrowa), odchodzenie od węgla, a także modernizacja i rozbudowa infrastruktury energetycznej oraz zmniejszenie energochłonności gospodarki. Coraz bardziej palącym problemem są wysokie ceny energii.

Bułgaria

		 transformacja energetyczna	 bezpieczeństwo energetyczne	 przystępność cenowa
STAN	Znaczące zmniejszenie zależności od surowców energetycznych z Rosji	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Wysokie ceny energii	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Duży udział węgla i energii jądrowej w miksie energetycznym	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Przestarzała infrastruktura energetyczna	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
WYZWANIA	Odejście od węgla (brak planu, opór społeczny i lobby energetycznego)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Niski udział i powolny rozwój OZE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Wysoki poziom ubóstwa energetycznego	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Rosnące ceny energii (struktura generacji, mało zaawansowana integracja z UE, koszty dekarbonizacji i dywersyfikacji)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
CELE	Bułgaria jako regionalny hub energetyczny (głównie gazowy)	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Budowa dwóch bloków elektrowni atomowej bez technologii rosyjskich	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Sprawiedliwa transformacja – ograniczenie kosztów społecznych i gospodarczych dekarbonizacji	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Zmniejszenie energochłonności gospodarki (przemysł, budownictwo)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

W Bułgarii wciąż kluczową rolę w miksie energii pierwotnej i strukturze generacji elektryczności odgrywa wydobywany w kraju węgiel, a jego wykorzystanie przejściowo wzrosło w czasie kryzysu energetycznego (w 2022 r. wytworzono z niego aż 43% elektryczności). Drugim ważnym źródłem jest energetyka jądrowa, zapewniająca ok. 30–40% krajowej produkcji. Bułgaria planuje budowę kolejnych dwóch bloków elektrowni Kozłoduj, co miałyby umożliwić przyspieszenie dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego. W listopadzie 2024 r. podpisano umowę o współpracy technicznej z partnerami – Westinghouse i Hyundaiem⁸², jednak ostatecznego kontraktu jeszcze nie zawarto.

⁸¹ C. Mihai, *Romania, Greece, Bulgaria request measures to address higher energy prices*, Euractiv, 3.10.2024, euractiv.com.

⁸² *Westinghouse Signs Contract for Engineering of AP1000® Reactors in Bulgaria*, Westinghouse Electric Company, 4.11.2024, info.westinghousenuclear.com.

Relatywnie wolno rozwijane są w Bułgarii źródła odnawialne. W 2022 r. najważniejszą rolę odgrywała w nich energetyka wodna (8%), istnieje też potencjał zwiększania produkcji hydroenergii, lecz na razie pozostaje niewykorzystany⁸³. W ostatnich dwóch latach podniósł się natomiast udział energetyki słonecznej⁸⁴, która nie tylko stała się głównym źródłem energii odnawialnej w kraju, lecz także ma wyraźne perspektywy dalszego wzrostu. W konsekwencji dekarbonizujący się bułgarski miks będzie w przyszłości bazował na energetyce jądrowej i słonecznej. Wyzwaniem dla integracji źródeł odnawialnych w Bułgarii jest przestarzała, wymagająca modernizacji i rozbudowy infrastruktura.

Nie wytyczono również konkretnej ścieżki odchodzenia od generacji opartej na węglu. Utrudniają to m.in. subsydiowanie elektrowni węglowych przez państwo oraz opóźniana liberalizacja rynku energii elektrycznej, ale też brak jasnego pomysłu na zastąpienie roli elektrowni węglowych w stabilizowaniu i bilansowaniu systemu. Transformację spowalniać może także ograniczony przez wieloletnią niestabilność polityczną i zmiany rządów w Sofii dostęp do funduszy unijnych (w ramach Recovery and Resilience Fund)⁸⁵. Do niedawna Bułgaria była jednym z większych regionalnych eksporterów elektryczności, jednak w związku z malejącymi dostępnymi mocami i rosnącymi cenami wolumen eksportu spada⁸⁶, a kraj sam importuje okresowo tańszą elektryczność z krajów sąsiednich (przede wszystkim z Turcji i Serbii, pozostających poza systemem ETS). Dodatkowymi wyzwaniami są niskie poparcie społeczne dla działań na rzecz ochrony klimatu⁸⁷ oraz protesty przeciwko planom odchodzenia od węgla⁸⁸. Do popularności takich postaw przyczyniać się może wysoki, jeden z najwyższych w UE, poziom ubóstwa energetycznego⁸⁹.

W konsekwencji również dla Bułgarii jednym z kluczowych problemów – o ile doraźnie nie najważniejszym – są wysokie ceny energii elektrycznej. Taki stan rzeczy wiąże się ze strukturalnymi wyzwaniami w kraju (miks energetyczny, zależność od importu, wysokie ceny gazu i uprawnień do emisji) i regionie

⁸³ *BEMF appeals for effective reforms in 10 critical areas in energy*, The Confederation of Employers and Industrialists in Bulgaria (KRIB), 6.09.2024, krib.bg/en.

⁸⁴ Z ok. 4% w 2022 r. (IEA) do 13,4% w 2024 r. (według szacunków think tanku Ember). Zob. *Electricity Data Explorer*, Ember, ember-energy.org.

⁸⁵ G. Gotev, *New Bulgarian PM tries to salvage EU funds*, Euractiv, 23.01.2025, euractiv.com.

⁸⁶ M. Miteva, *Bulgaria's power output falls 5% in 2024, consumption grows*, SeeNews, 7.01.2025, seenews.com.

⁸⁷ D. Yougova, *Bulgaria's climate action strategy*, Roadmap to EU climate neutrality – Scrutiny of Member States, European Parliamentary Research Service, grudzień 2024, europarl.europa.eu.

⁸⁸ E. Ahmadzai, *Bulgaria's coal transition triggers massive protests and political tension: Miners say no, market says yes*, Kapital Insights, 12.10.2023, kinsights.capital.bg.

⁸⁹ *BAS economists: Bulgaria registers one of the highest levels of energy poverty in the EU*, Bulgarian Academy of Sciences, 23.05.2024, bas.bg.

(m.in. niewystarczająca integracja Europy Południowo-Wschodniej z resztą UE) i jest powodem ubiegania się Sofii i jej sąsiadów o wsparcie Brukseli⁹⁰. Do tej pory gospodarstwa domowe były w dużym stopniu chronione przed skutkami podwyżek, jednak pociągało to za sobą ciągłe i znaczne koszty dla budżetu państwa, stąd następuje już stopniowy wzrost także cen regulowanych (o 8,5% od stycznia 2025 r.⁹¹). Droga energia stanowi też coraz bardziej palące wyzwanie dla bułgarskiego przemysłu, o czym świadczą zapowiedzi protestów⁹². Dlatego od początku 2025 r. rząd wprowadził program kompensacji mający ograniczać negatywne skutki zbyt wysokich cen⁹³.

Bułgaria nie sprowadza rosyjskiej ropy, nie importuje gazu w ramach kontraktu długoterminowego z Gazpromem i prowadzi testy zastąpienia rosyjskiego paliwa jądrowego alternatywnym⁹⁴. Mimo to rosyjski gaz wciąż jest sprzedawany na bułgarskiej giełdzie Balkan Energy Hub, co zarówno podnosi jej znaczenie, jak i umożliwia dostawy tańszego od LNG surowca do Grecji oraz na rynek bułgarski. Nie jest zatem wykluczone, że w sprzyjających politycznie (np. zniesienie sankcji) i ekonomicznie (niższe ceny) okolicznościach Sofia mogłaby być zainteresowana zwiększeniem skali współpracy energetycznej z Moskwą.

⁹⁰ E. Milcheva, K. Nikolov, *Experts dash hopes of EU compensation for high electricity prices in the Balkans*, Euractiv, 25.10.2024, euractiv.com.

⁹¹ *Bulgaria regulator approves 8.42% hike in electricity prices for household consumers*, The Sofia Globe, 2.01.2025, sofiaglobe.com.

⁹² *Bulgaria: Employers and Unions Announce National Protest Over Rising Electricity Costs*, Novinite Sofia News Agency, 9.01.2025, novinite.com.

⁹³ *Bulgaria Shields Businesses from High Electricity Costs Until March*, Novinite Sofia News Agency, 23.01.2025, novinite.com.




⁹⁴ *Westinghouse to licence Kozloduy fuel*, Nuclear Engineering International, 23.01.2025, neimagazine.com.

10. Chorwacja

Chorwacja przestała być zależna energetycznie od Rosji, stawia na rozwój OZE i współpracę jądrową ze Słowenią, ale mierzy się z wyzwaniami związanymi z bezpieczeństwem i adekwatnością infrastruktury (cyberwyzwania, przestarzałe sieci).

Chorwacja 



				
STAN	Czysty miks: dwie trzecie elektryczności z OZE; wspólna elektrownia jądrowa w Słowenii (import)	✓	○	○
	Odejście od bezpośrednich dostaw surowców z Rosji	○	✓	○
	Waga współpracy energetycznej z sąsiadami	○	✓	✓
WYZWANIA	Przestarzała infrastruktura przesyłowa i narażenie na ataki cybernetyczne	○	✓	✓
	Koszty dywersyfikacji i zależność od importu energii elektrycznej	○	✓	✓
	Podatność na skutki zmian klimatycznych (duże uzależnienie od hydroenergetyki)	✓	✓	○
CELE	Budowa hubu gazowego (rozwój połączeń z sąsiadami: Węgry, Słowenia, BiH)	○	✓	○
	Rozbudowa energetyki jądrowej ze Słowenią i potencjału OZE	✓	✓	✓
	Utrzymanie niskich cen dla ludności i branży turystycznej	○	○	✓

Kraj przestał importować bezpośrednio rosyjskie węglowodory po wybuchu wojny na Ukrainie i w konsekwencji wdrażania kolejnych restrykcji przez UE i Rosję⁹⁵. Znaczącą rolę w uniezależnianiu się od rosyjskiego gazu odegrał terminal LNG na wyspie Krk, który obecnie jest rozbudowywany. Wraz z ustaniem tranzytu przez Ukrainę i brakiem opcji kupna rosyjskiego gazu na giełdzie w Baumgarten zaniechano też sprowadzania rosyjskich surowców pośrednio.

Ważnym czynnikiem sprzyjającym bezpieczeństwu dostaw surowców i energii do Chorwacji jest rozwijana w ostatnich latach infrastruktura łącząca kraj z sąsiadującymi państwami. Dzięki temu Chorwacja wzmacnia swoją rolę tranzytową (przez jej terytorium płyną gaz i ropa do innych państw bałkańskich oraz środkowoeuropejskich, a w przyszłości może popłynąć też wodór) i ma szansę zrealizować cel przeobrażenia się w regionalny hub energetyczny⁹⁶. Jednocześnie połączenia transgraniczne integrują Chorwację z rynkami państw regionu i umożliwiają import niezbędnych nośników. Istotną rolę odgrywa

⁹⁵ Chorwaci sprowadzają z Rosji wyłącznie próżniowy olej napędowy (VGO), na co uzyskali derogację z sankcji do końca 2025 r. Zob. E. Gergondet, P.V. Schueren, N. Mizulin, D. Geraets, *EU adopts 15th sanctions package against Russia... and more*, Mayer Brown, 17.12.2024, mayerbrown.com.

⁹⁶ *Meeting of the European political community: LNG terminal makes Croatia a serious energy hub*, Rząd Republiki Chorwacji, 18.07.2024, vlada.gov.hr.

energia sprowadzana ze Słowenii. Pokrywa ona 15% chorwackiej konsumpcji i pochodzi ze wspólnej chorwacko-słoweńskiej elektrowni atomowej Krško, ulokowanej po stronie sąsiada. Oba kraje przedłużyły czas jej eksploatacji (do 2043 r.)⁹⁷ i rozważają opcję budowy kolejnego bloku⁹⁸. Poza tym Chorwacja importuje elektryczność z Węgier, Bośni i Hercegowiny oraz Serbii.

Chorwacja ma jeden z najczystszych w regionie miksów energetycznych – ok. 64% elektryczności wytworzono tam w 2022 r. z OZE (głównie w hydroelektrowniach oraz farmach wiatrowych). Istotną rolę przejściową, ale też stabilizującą system oparty na niesterowalnych źródłach odnawialnych, odgrywają elektrownie gazowe. Zagrzeb zamierza także dalej rozbudowywać moce odnawialne (słoneczne i wiatrowe) i w 2033 r. chce całkowicie zdekarbonizować swoją generację prądu, a wraz z planowaną rozbudową elektrowni jądrowej w Słowenii – konsumpcję elektryczności. Jednocześnie dąży do zmniejszenia swojej zależności od importu energii. Wyzwaniem dla rozwoju i integracji OZE są przestarzałe sieci, duża liczba ataków hakerskich (nawet do 30 dziennie) oraz bariery administracyjno-biurokratyczne.

Dla chorwackiej energetyki, gospodarki, ale i społeczeństwa wyzwaniem są skutki zmian klimatycznych, takie jak susze i powodzie. Ograniczają one wydajność elektrowni wodnych (kluczowe źródło elektryczności) i wraz z kosztami dywersyfikacji źródeł przyczyniają się do wzrostów cen energii. W konsekwencji negatywnie odbijają się na budżetach gospodarstw domowych oraz na turystyce – pierwszoplanowej gałęzi chorwackiej gospodarki.




⁹⁷ M. Vujasin, *Krško nuclear power plant to extend operation for another 20 years*, Balkan Green Energy News, 18.01.2023, balkangreenenergynews.com.

⁹⁸ *Slovenia estimates cost of JEK2 nuclear new build project*, Nuclear Engineering International, 29.05.2024, neimagazine.com.

11. Słowenia

Słowenia jest w niewielkim stopniu zależna od importu za sprawą własnej energetyki jądrowej. Musi jednak ją rozbudować, przyspieszyć rozwój OZE oraz dokończyć proces dekarbonizacji. Nie pozyskuje już surowców z Rosji i konsekwentnie dywersyfikuje dostawy gazu i ropy.

Słowenia

		 transformacja energetyczna	 bezpieczeństwo energetyczne	 przystępność cenowa
STAN	Wysoki poziom samowystarczalności, kluczowa rola energetyki jądrowej i węgla	✓	✓	○
	Duży udział czystej energii w miksie elektroenergetycznym (atom i OZE)	✓	○	○
	Dobre połączenia infrastrukturalne z sąsiadami	○	✓	○
	Rosnące ceny	○	○	✓
WYZWANIA	Odejście od węgla (presja polityczno-społeczna, koszty alternatyw)	✓	○	✓
	Tempo rozwoju OZE (ograniczenia rozbudowy hydroenergetyki)	✓	✓	○
	Uzależnienie od rynków państw zachodnich i ich problemów (Niemcy, przemysł motoryzacyjny)	○	✓	✓
CELE	Rozbudowa energetyki jądrowej	✓	✓	✓
	Rozbudowa istniejących połączeń gazowych z sąsiadami	○	✓	✓
	Amortyzacja rosnących cen	○	○	✓
	Uznanie roli atomu i gazu w transformacji i prawie UE	✓	✓	✓

Transformacja energetyczna Słowenii opiera się na dwóch filarach: energii jądrowej, pochodzącej ze wspólnej chorwacko-słoweńskiej elektrowni Krško, oraz energii wodnej. Uzupełniane przez farmy słoneczne czyste źródła zapewniają trzy czwarte krajowej generacji elektryczności. Jednocześnie ograniczany jest udział węgla w miksie (20%). Pełna dekarbonizacja (planowana na 2033 r.) rodzi jednak wyzwania społeczno-gospodarcze związane z kosztami transformacji⁹⁹ oraz z domknięciem bilansu i ryzykiem luki generacyjnej.

Słowenia zamierza przejściowo zastępować bloki węglowe gazowymi, a docelowo energią jądrową, wodną i słoneczną. Wciąż nieprzesądzony jest jednak słoweńsko-chorwacki plan budowy kolejnego bloku elektrowni Krško, m.in. w związku z wyzwaniami dla modelu jego finansowania i brakiem wsparcia ze strony UE. Do 2028 r. ma zapaść decyzja o jej modernizacji i rozbudowie. W przypadku powodzenia energia atomowa miałaby zabezpieczać nawet 50% krajowego zapotrzebowania. Jest to tym istotniejsze, że istnieją ograniczenia

⁹⁹ Np. kopalnia węgla brunatnego Velenje i elektrociepłownia Šoštanj zatrudniają ponad 3 tys. osób i aby uniknąć masowych zwolnień, podtrzymują swoją działalność na minimalnym poziomie, co wiąże się z generowaniem strat.

dla znacznego rozwoju energetyki odnawialnej w Słowenii – w związku z naturalnymi granicami uniemożliwiającymi zwiększanie produkcji wodnej oraz dużą powierzchnią obszarów chronionych¹⁰⁰, co zmniejsza areał dostępny dla farm wiatrowych czy słonecznych i przyczynia się (wraz z kwitnącą biurokracją, wysokimi kosztami i niewystarczająco rozwiniętą infrastrukturą) do wolnego tempa przyrostu mocy OZE. To z kolei jest przedmiotem krytyki ze strony KE¹⁰¹.

Po 2022 r. Słowenia obniżyła do minimum, a w 2024 r. zakończyła sprowadzanie surowców energetycznych z Rosji. W konsekwencji wstrzymania tranzytu przez Ukrainę i ograniczenia możliwości pozyskiwania gazu na austriackiej giełdzie w Baumgarten konieczne są dalsza rozbudowa połączeń infrastrukturalnych z sąsiadami oraz zacieśnianie współpracy m.in. z Chorwacją i Włochami. Jednocześnie Słowenia pozostaje dobrze zintegrowana z sieciami elektroenergetycznymi państw sąsiadujących, co w połączeniu ze sporą niezależnością energetyczną umożliwia jej handel energią i zwiększa bezpieczeństwo dostaw.

Słowenia odczuwa ogólnoeuropejskie problemy przemysłu energochłonnego związane z wysokimi cenami i konkurencyjnymi wyzwaniami. Około 10% krajowego PKB i 20% dochodów eksportowych pochodzi z wyraźnie cierpiącej branży motoryzacyjnej. Bolączki słoweńskie są przy tym pochodną tego, co dzieje się na rynkach zachodnioeuropejskich (mocna zależność od niemieckiego, francuskiego czy włoskiego)¹⁰². I choć w obliczu kryzysu energetycznego po 2022 r. rząd wprowadził mechanizm regulacji cen, to wsparcie nie objęło największych przedsiębiorstw, w tym tych silnie powiązanych z dotkniętymi kryzysem rynkami niemieckimi.

¹⁰⁰ Ponad 37% terytorium Słowenii (najwyższy odsetek w UE) to obszary Natura 2000.

¹⁰¹ *Slovenia. Summary of the Commission assessment of the draft National Energy and Climate Plan 2021-2030*, European Commission, energy.ec.europa.eu.

¹⁰² Zob. np. E. Albert, *Slovenia caught in the German slowdown trap*, *Le Monde*, 29.10.2024, [lemonde.fr](https://www.lemonde.fr).

12. Niemcy

Niemcom udało się szybko zdywersyfikować dostawy i uniezależnić od Rosji. Są też zaawansowani w transformacji sektora elektroenergetycznego i mają dalsze ambitne plany w tym zakresie, także względem UE. Pogłębiającym się problemem są jednak wysokie ceny energii, co skutkuje rosnącym pragmatyzmem.

Niemcy 



		transformacja energetyczna	bezpieczeństwo energetyczne	przystępność cenowa
STAN	Uniezależnienie od bezpośredniego importu surowców z Rosji; ekspresowa dywersyfikacja	●	✓	●
	Duże spadki emisji i ambitne plany, ale wciąż największy emitent w UE	✓	●	●
	Rośnie znaczenie tematu konkurencyjności, cen i pragmatyzmu	●	●	✓
WYZWANIA	Koszty transformacji (kto je poniesie?); poparcie społeczne dla procesu	✓	●	✓
	Bezpieczeństwo i stabilność systemu opartego na OZE	✓	✓	✓
	Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej i handlu (Bałtyk, Norwegia)	●	✓	●
	Pozostałości zależności od Rosji; silna zależność od importu	●	✓	✓
CELE	Utrzymanie wpływu na politykę energetyczno-klimatyczną UE i państw członkowskich	✓	✓	✓
	Rozwijanie gospodarki wodorowej w kraju i w UE, produkcja zielonego H ₂	●	✓	✓
	Rozbudowa sieci i backupów, wyhamowanie wzrostu cen dla odbiorców	✓	✓	✓
	Stabilny, bezpieczny import	●	✓	✓

W trylemacie energetycznym dekarbonizacja–bezpieczeństwo–konkurencyjność Niemcy przez lata przywiązywały największą wagę do pierwszego priorytetu, nawet kosztem dwóch pozostałych. Po agresji Rosji na Ukrainę i kryzysie energetycznym z 2022 r. rozłożenie akcentów stało się bardziej równomierne i obecnie coraz istotniejszą rolę odgrywają kwestie bezpieczeństwa i kosztów energii. Nie oznacza to jednak odwrotu od dotychczasowego modelu transformacji czy osłabienia ambicji w polityce klimatycznej, lecz większą gotowość do stawiania w ich ramach na bardziej pragmatyczne rozwiązania (np. w zakresie pochodzenia wodoru czy stosowania technologii CCUS).

Niemcy z determinacją realizują strategię transformacji sektora elektroenergetycznego od ponad dwóch dekad. Wygaszono energetykę jądrową, udział OZE w miksie szybko rośnie (przekroczył 50%; następnym celem jest 80% do 2030 r.), a węgla – systematycznie spada (poniżej 30%). Postępy przekładają się wprawdzie na stałą redukcję emisji, lecz Niemcy i tak pozostają największym emitentem gazów cieplarnianych w UE¹⁰³.

¹⁰³ Według danych Federalnego Urzędu ds. Środowiska emisja gazów cieplarnianych w 2023 r. wyniosła 674 mln ton ekwiwalentu CO₂, co oznacza spadek o 46% względem 1990 r. Mimo że redukcja

Główne wyzwania *Energiewende* to wciąż: synchronizacja rozwoju OZE z rozbudową sieci elektroenergetycznej, zapewnienie stabilności systemu opartego w coraz większym stopniu na OZE, budowa parku dyspozycyjnych elektrowni gazowych jako backupu oraz redukcja kosztów transformacji – zarówno dla państwa, jak i odbiorców końcowych (w tym obniżenie cen energii dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw), co jest kluczowe, by utrzymać akceptację społeczną dla niemieckiego modelu transformacji energetycznej.

Z uwagi na wysoki stopień uzależnienia od importu surowców energetycznych¹⁰⁴ wyzwaniem pozostaje też zagwarantowanie stabilnych i konkurencyjnych cenowo dostaw oraz bezpieczeństwa infrastruktury i szlaków importowych. W kontekście dalszej dekarbonizacji zarówno energetyki, jak i przemysłu kluczowe znaczenie będzie miał ponadto rozwój gospodarki wodorowej – od produkcji przez przesył i import po wykorzystywanie tego konkurencyjnego cenowo i niskoemisyjnego nośnika energii.

Stałymi ważnymi celami zewnętrznych działań Berlina w ramach transformacji pozostają utrzymanie wpływu na politykę energetyczno-klimatyczną Unii (zwłaszcza w zakresie regulacji), a przez nią – na ścieżki transformacji w innych państwach członkowskich, jak również dalsza szeroko pojęta integracja energetyczna UE, zaś w wymiarze globalnym – promowanie dekarbonizacji i zielonych technologii oraz zabieganie o jednolite standardy konkurencji w poszczególnych branżach (np. przez poszerzanie grupy państw wdrażających systemy handlu emisjami i ich ujednoczanie czy uwzględnianie śladu węglowego w regulacjach handlowych).

Trudniejszym, niż zakładano, wyzwaniem okazała się transformacja sektorów ogrzewnictwa i transportu, które już w bezpośredni sposób dotyczą obywateli i – w odróżnieniu od elektroenergetyki – nawet w Niemczech wzbudzają poważne kontrowersje społeczne. W tych obszarach szczególne znaczenie Berlin przypisuje europeizacji instrumentów polityki klimatycznej, wśród których główną rolę ma odgrywać system ETS 2.

najszybciej postępuje w energetyce (-57% względem 1990 r.), to przez wciąż istotny udział węgla w miksie pozostaje ona najbardziej emisyjnym sektorem gospodarki (203 mln ton ekwiwalentu CO₂ w 2023 r.).

¹⁰⁴ Spośród głównych surowców energetycznych import pokrywa 100% zapotrzebowania Niemiec na węgiel kamienny, 98% na ropę naftową oraz 95% na gaz ziemny.

IV. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

1. Wojna, transformacja i pytania o unijną politykę energetyczną

Obserwowany od wybuchu pełnoskalowej wojny Rosji przeciwko Ukrainie wzrost znaczenia ryzyk dla bezpieczeństwa energetycznego, przystępności cenowej energii i podnoszenia konkurencyjności UE następuje równoległe z przyspieszającą agendą klimatyczną. Równoczesna realizacja tych trzech odrębnych celów tzw. trylematu energetycznego stanowi ogromne wyzwanie. Choć w wielu obszarach dostrzegamy między nimi synergię czy komplementarność (np. przy zwiększaniu samowystarczalności energetycznej czy dywersyfikacji zmniejszającej zarazem zależność od importu z Rosji i od węglowodorów), to w innych widać konieczność ustalenia hierarchii bądź sekwencji działań oraz poszukiwania kompromisów. Jednocześnie pytania o wagę dla UE i poszczególnych jej państw każdego z celów trylematu i o relacje między nimi prowadzają bieżącą dyskusję do kwestii dookreślenia podstaw unijnej polityki energetycznej.

Priorytety polityki energetycznej UE. Niezbędna staje się odpowiedź na pytanie, co stanowi nadrzędny cel unijnej polityki energetycznej. Tradycyjnie powinna ona służyć zapewnianiu stabilnych, zrównoważonych i przystępnych cenowo dostaw energii. W ostatnich latach priorytety energetyczne traktowano jednak coraz bardziej instrumentalnie i stawały się one wtórne wobec dążeń do osiągnięcia innych strategicznych celów UE: neutralności klimatycznej, bezpieczeństwa ekonomicznego i/lub społecznego czy konkurencyjności przemysłu, a wreszcie – coraz istotniejszego w ostatnim czasie – zwiększenia tzw. twardego bezpieczeństwa. Dla skuteczności unijnej polityki energetycznej nieodzowne jest jasne zdefiniowanie jej priorytetowych celów i jej roli w relacji do innych strategicznych polityk UE.

Pomiędzy krótko- i długofalowymi wyzwaniami. W ostatnim czasie skupieniu polityki na ryzykach krótkoterminowych sprzyjają trwająca wojna, zmiany w polityce międzynarodowej i doraźne zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw związane z jednej strony m.in. z ustaniem tranzytu przez Ukrainę, awariami infrastruktury energetycznej czy sankcjami, z drugiej zaś – z wahaniami cen na giełdach w następstwie przeobrażeń na rynku energetycznym lub wydarzeń geopolitycznych. Zarazem jednak cele strategiczne dekarbonizacji czy zwiększania konkurencyjności gospodarki unijnej mają charakter znacznie bardziej długofalowy. W konsekwencji nieodzowne staje się zdiagnozowanie, czy i jak doraźna niepewność, wyzwania i potrzeby wpływają na długoterminowe cele

energetyczne UE (ich definiowanie i możliwość realizacji) oraz jak kształtować politykę, aby osiągnąć jedne i drugie.

Pomiędzy samowystarczalnością a współpracą międzynarodową. Rosyjska agresja na Ukrainę i będący jej następstwem kryzys energetyczny obnażyły niebezpieczeństwa związane z zależnością od państw trzecich. UE skokowo obniżyła import rosyjskich surowców energetycznych i dąży do jego całkowitego wyeliminowania. Coraz jaśniejsze stają się ryzyka wynikające z innych zależności w kluczowych dla UE obszarach – w tym niezbędnych w procesie transformacji surowców krytycznych czy czystych technologii, szczególnie pozyskiwanych z Chin. Stąd apele o zwiększenie strategicznej autonomii Unii i jej samowystarczalności energetycznej. Równoległe jednak ograniczanie zależności jest bardzo trudne – ze względu na zbyt małe zasoby własne (węglowodorów, ale też surowców krytycznych), wymogi polityki klimatycznej, lukę innowacyjną czy pozaeuropejską lokalizację dużej części produkcji czystych technologii energetycznych, a wreszcie koszty. Potrzeba więc dookreślenia relacji pomiędzy zwiększaniem samowystarczalności i koniecznością współpracy międzynarodowej oraz ustalenia, według jakich kryteriów taką współpracę kształtować.

Europeizacja polityki energetycznej a rola państw członkowskich. Przyspieszająca transformacja energetyczna, postępująca decentralizacja systemów energetycznych w UE, ale też integracja i współpraca wewnątrzunijna, wreszcie cele klimatyczne UE i sposób zarządzania unią energetyczną wiążą się z rosnącą rolą instytucji unijnych i samej UE w kształtowaniu polityki energetycznej. Rodzi się przy tym pytanie o rolę państw członkowskich oraz ich faktyczne kompetencje i prerogatywy w tym obszarze, np. dotyczące autonomii kształtowania swoich miksów energetycznych, ale też choćby ochrony infrastruktury transgranicznej. Jest ono wyjątkowo ważne w obecnych trudnych czasach niestabilności politycznej, wojny oraz trudności gospodarczych (w tym energetycznych, rzutujących na wysokie ceny). Nawarstwienie rozmaitych wyzwań nierzadko wzmacnia tendencje protekcyjnistyczne, a rozwiązania związanych z nimi problemów społeczeństwa w poszczególnych krajach oczekują od wybranych przez nie rządów.

2. Cele i interesy państw Europy Środkowo-Wschodniej i Niemiec

W kontekście opisanych powyżej dylematów dotyczących kształtowania unijnej polityki energetycznej oraz potrzeby jednoczesnej realizacji trzech odmiennych celów trylematu energetycznego istotne jest zmapowanie i uwzględnienie

najważniejszych związanych z tym wyzwani i interesów poszczególnych państw, w tym tych z Europy Środkowo-Wschodniej i Niemiec.

Sprawczość w UE. Trwająca transformacja energetyczna, w tym prawo energetyczne i klimatyczne UE (pakiety Fit for 55 i REPowerEU) wyznaczają ramy, w obrębie których wszystkie państwa członkowskie realizują swoje podstawowe interesy energetyczne. Równolegle, w związku z priorytetami krajowymi lub identyfikowanymi, kluczowymi wyzwaniami, starają się one kształtować to prawo tak, aby sprzyjało ono ich strategicznym celom. Przejawem takich działań są widoczne w ostatnim czasie zabiegi części państw środkowoeuropejskich o odłożenie w czasie bądź modyfikację zapisów związanych z ETS 2 lub CBAM, dyskusje nad celami klimatycznymi na rok 2040 oraz tempem i kształtem odchodzenia od importu surowców z Rosji, a na nieco ogólniejszym poziomie – nad nową unijną strategią bezpieczeństwa energetycznego czy szczegółami zaproponowanego przez KE Kompas Konkurencyjności. Poszczególne kraje UE mają jednak różne potencjały wpływania na kształt unijnego prawa i różną efektywność. Przykładowo widzimy znacznie większą skuteczność zabiegów Niemiec niż państw Europy Środkowo-Wschodniej. Wydaje się, że jednym z kluczowych wspólnych interesów całego regionu jest zwiększenie swojej sprawczości w tym zakresie. Wyzwaniem pozostaje przy tym m.in. relatywnie niekorzystna siła głosów tych państw w Radzie Unii Europejskiej (nawet wspólnie nie mają bowiem mniejszości blokującej).

Spójność państw Europy Środkowo-Wschodniej. Coraz wyraźniej widać rosnące różnice interesów pomiędzy państwami regionu. W przypadku kwestii bezpieczeństwa energetycznego najbardziej odmienne podejścia dotyczą kwestii odchodzenia od współpracy energetycznej z Rosją (niechęć Węgier i Słowacji). Rozbieżności dostrzegalne są również na poziomie transformacji sektora elektroenergetycznego, a poszczególne państwa regionu różnią się tempem i ścieżką przekształceń. W rezultacie mamy do czynienia z grupami o odmiennych dominantach w mikсах elektroenergetycznych, a w efekcie – o innych interesach (zob. niżej). Widać też przystępowanie przez poszczególne kraje Europy Środkowo-Wschodniej do rozmaitych koalicji państw unijnych związanych z konkretnymi zbieżnymi interesami (jak np. European Nuclear Alliance). Najwięcej wspólnych wyzwań państwa regionu mają – jak się wydaje – w związku z wysokimi cenami energii i ich negatywnym oddziaływaniem na konkurencyjność gospodarek. To jednak powszechny problem w całej UE, a konkretne preferowane rozwiązania mogą już dzielić kraje regionu (np. te z większą rolą przemysłu energochłonnego w gospodarce, jak Polska czy Czechy, i te z mniejszą, jak Litwa czy Estonia). W konsekwencji możemy spodziewać się zabiegania o realizację swoich

interesów w UE przez poszczególne państwa Europy Środkowo-Wschodniej nie tylko na gruncie współpracy regionalnej, lecz także (a dzieje się tak coraz częściej) w ramach rozmaitych innych konstelacji państw członkowskich.

Współpraca regionalna. Pomimo nasilających się różnic potrzeba zapewnienia bezpieczeństwa, trwająca transformacja, ale też wyzwania związane z wysokimi cenami zwiększają także znaczenie skutecznej kooperacji – jeśli nie całego regionu, to w ramach podgrup regionalnych (np. państw o podobnych lub komplementarnych interesach w niektórych obszarach) – oraz dobrosąsiedzkich praktyk w energetyce. Od lat dostrzegamy to w krajach bałtyckich (na rynkach energii elektrycznej i gazu) czy w przypadku współpracy chorwacko-słoweńskiej (elektrownia jądrowa Krško). W ostatnim czasie coraz wyraźniej widać też zbliżone problemy i interesy Rumunii i Bułgarii w wielu obszarach (np. dotyczących cen energii, ubóstwa energetycznego czy konieczności rozbudowy połączeń z resztą UE). Dobra współpraca z sąsiadami jest również niezbędna, aby umożliwić efektywną dywersyfikację dostaw do państw śródlądowych, takich jak Czechy, Słowacja i Węgry. Wreszcie – w ostatnich latach – rośnie znaczenie krajów Europy Środkowej nie tylko w zapewnianiu krytycznie istotnych dostaw energii i paliw na Ukrainę czy do Mołdawii, lecz także w integracji tych państw ze wspólnym rynkiem unijnym. W rezultacie ważne wydaje się wspieranie współpracy regionalnej między wymienionymi krajami, a niekiedy wspomaganie ich w rozwiązywaniu hamujących ją problemów (jak np. tych między Chorwacją a Węgrami).

Derusyfikacja i bezpieczeństwo energetyczne. Wszystkie omawiane państwa przed wybuchem wojny na Ukrainie były mocno zależne od dostaw ropy i gazu z Rosji. Część z nich sprowadzała stamtąd również węgiel i paliwo jądrowe. Obecnie większość z nich całkowicie wyeliminowała tę zależność (m.in. państwa bałtyckie i Polska) lub ją w zasadniczym stopniu ograniczyła (jak Czechy czy Bułgaria). Istnieją jednak wyjątki. Najwyrazistszym są Węgry, które nie tylko nie zmniejszyły współpracy energetycznej z FR, lecz wręcz ją wzmocniły. Słowacja zredukowała import rosyjskiego gazu – po części z własnej inicjatywy, po części (od początku 2025 r.) przymuszona ustaniem tranzytu przez Ukrainę – jednak wciąż importuje z tego kierunku ropę i lobbuje za wznowieniem dostaw przez ukraińskie gazociągi. Utrzymujące się zależności stanowią słabość tych państw, narażając je na szantaż energetyczny ze strony Moskwy oraz wklajając je w wielopoziomowe zależności i utrudniając dywersyfikację. Jest to również słabość całej UE, gdyż rozbija unijną jedność w polityce wobec Rosji oraz zmniejsza skuteczność istniejących sankcji energetycznych i utrudnia wdrażanie nowych, a w konsekwencji – spowalnia także ograniczanie

potencjału rosyjskiego do prowadzenia dalszej wojny, również tej hybrydowej z Zachodem.

Dodatkowo, w związku z brakiem sankcji unijnych na rosyjski gaz, wciąż możliwe jest wznawianie przez Rosję dostaw w ramach obowiązujących kontraktów czy za pośrednictwem giełdy (jak ma to miejsce w przypadku bułgarskiego Balkan Gas Hub). Wiązałoby się to z podważaniem opłacalności alternatywnych dostaw i utrudnianiem finalizacji odchodzenia od rosyjskich surowców, a w konsekwencji z dalszym dzieleniem UE. Priorytetowym celem państw regionu powinno więc być znalezienie sposobu na przełamanie istniejących różnic, pełne wdrażanie już obowiązujących sankcji i doprowadzenie do pełnego odejścia od surowców z FR (według założeń REPowerEU) poprzez objęcie restrykcjami zarówno dostaw LNG, jak i tych gazociągowych.

Infrastruktura krytyczna i rola mórz. Równoległe z trwającą wojną energetyczną UE-Rosja coraz istotniejsza dla wszystkich państw regionu staje się potrzeba zapewnienia bezpieczeństwa krytycznej infrastruktury energetycznej oraz szlaków przesyłu nośników energii i surowców. Wiąże się to z koniecznością pogłębienia skutecznej współpracy w celu monitoringu, ochrony i zapobiegania zarówno aktom sabotażu, jak i wypadkom na Morzu Bałtyckim i Morzu Czarnym. Tego typu działania nie tylko zwiększą bezpieczeństwo energetyczne i pewność dostaw, lecz także umożliwią realizację kluczowych dla transformacji inwestycji w farmy wiatrowe offshore czy korytarze wodorowe. W związku z mającą symboliczne i strategiczne znaczenie synchronizacją systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich i Europy kontynentalnej szczególnie istotne w 2025 r. wydaje się zagwarantowanie bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej zaopatrującej w energię właśnie te państwa.

Infrastruktura i sieci. Zdecydowana większość regionu ma problem z przestarzałą, wymagającą rozbudowy i modernizacji siecią energetyczną, a w części przypadków – również gazową. W dalszym ciągu widać różnice w gęstości pokrycia siecią i stopniu integracji państw Europy Środkowo-Wschodniej w porównaniu z Europą Zachodnią, co rodzi wyzwania dla tempa transformacji i integracji odnawialnych źródeł energii oraz dla bezpieczeństwa i stabilnego funkcjonowania systemu, ale też wpływa na wysokość cen energii (co widać było w 2024 r. w państwach Europy Południowo-Wschodniej). W regionie i w Niemczech, podobnie jak w pozostałych krajach UE (choć w Europie Środkowo-Wschodniej prawdopodobnie na większą skalę niż w Europie Zachodniej), konieczna jest rozbudowa sieci elektroenergetycznych, a przy tym znalezienie zrównoważonego sposobu na pokrycie olbrzymich tego kosztów (przyczyniających

się do kolejnych wzrostów końcowych cen energii). Dla części państw wyzwaniem pozostaje także potrzeba dywersyfikacji źródeł dostaw gazu i sfinansowania związanych z nią, przynajmniej punktowych, inwestycji w infrastrukturę gazową, w tym interkonektory (szczególnie w przypadku Słowacji i Węgier). Jednocześnie niektóre kraje mają też problem z przestarzałymi blokami elektroenergetycznymi (jak Bułgaria i Polska), co rodzi ryzyko awarii i niedoborów.

Transformacja sektora elektroenergetycznego. Państwa regionu coraz wyraźniej różnią się, jeśli chodzi o tempo i zaawansowanie transformacji sektorów elektroenergetycznych. Wśród tych wciąż polegających na węglu, zazwyczaj odznaczających się rozbudowanym przemysłem energochłonnym, są najwięksi unijni emitenci gazów cieplarnianych (w tym Niemcy i Polska) i gospodarki o najwyższej emisyjności (Bułgaria, Czechy, Polska). Dla nich dużym wyzwaniem, także finansowym, pozostaje dokończenie dekarbonizacji sektora generacji elektryczności. Jednocześnie są też takie kraje, gdzie spadek emisji od 1990 r. był najwyższy w UE (jak w Estonii) i których miks elektroenergetyczny należy do najczystszych w Unii (Łotwa, Słowacja, Litwa i Chorwacja). Ta czystość generacji osiągnana jest przez nie w rozmaity sposób. Łotwa i Litwa zawdzięczają ją źródłom odnawialnym (z dużym, szczególnie w przypadku Łotwy, udziałem biomasy), Chorwacja energetyce wodnej, zaś Słowacja energetyce jądrowej (przy minimalnym udziale OZE). Pokazuje to, że na poziomie transformacji sektorów elektroenergetycznych region przestał być jednolity i wyodrębniają się w nim podgrupy państw o podobnych ścieżkach transformacji, miksach, a w konsekwencji o zbieżnych interesach i wyzwaniach.

Energetyka jądrowa. Przeważająca część krajów Europy Środkowo-Wschodniej widzi w energetyce jądrowej stabilne i czyste źródło energii elektrycznej (i ewentualnie ciepła) pozwalające wraz z OZE na osiągnięcie celów dekarbonizacyjnych. Większość z nich już rozbudowuje lub chce budować nowe bloki (Bułgaria, Czechy, Chorwacja i Słowenia, Słowacja, Rumunia, Węgry oraz planująca pierwszą taką elektrownię Polska). W konsekwencji opowiadają się one (m.in. poprzez uczestnictwo w European Nuclear Alliance) za neutralnością technologiczną i uznaniem roli atomu na szczeblu UE (np. przy osiągnięciu celów klimatycznych) oraz stworzeniem tzw. *level playing field*, jeśli chodzi o dostęp do wsparcia, w tym finansowego. Kwestią różniącą kraje korzystające z energii jądrowej jest współpraca z Rosją w tym obszarze. Swoją postawą wyróżniają się zwłaszcza Węgry, planujące budowę kolejnego bloku wspólnie z rosyjskim Rosatomem. Niekorzystające od 2010 r. z energii jądrowej państwa bałtyckie nie wykluczają budowy małych reaktorów. Zasadniczo odmienne jest natomiast stanowisko Niemiec, które w 2023 r. zamknęły swoje ostatnie

bloki atomowe i nie planują wznowienia ich działania czy budowy kolejnych, a transformację energetyczną u siebie (i optymalnie w całej UE) chcą przeprowadzić w całości w oparciu o OZE.

Rola gazu w transformacji. Praktycznie wszystkie omawiane w raporcie państwa (poza Estonią) mają też wciąż wyraźny udział gazu ziemnego w miksie elektroenergetycznym i energii pierwotnej. Część z nich, tradycyjnie mocno od niego zależnych (takich jak Węgry czy Rumunia), przewiduje stopniowy spadek jego roli. Inne (takie jak Polska, Czechy czy Niemcy) prawdopodobnie będą przejściowo zwiększać jego wykorzystanie, przynajmniej w generacji energii. We wszystkich jednak pełni i będzie on pełnił istotną funkcję jako paliwo przejściowe w sektorze elektroenergetycznym, umożliwiające bilansowanie systemu opartego w coraz większym stopniu na źródłach odnawialnych. W niektórych państwach (takich jak Węgry, Słowacja czy Niemcy) nadal wykorzystywany jest on w dość znacznym stopniu w sektorze grzewczym. W konsekwencji kraje regionu mają interes w zapewnieniu roli gazu ziemnego w transformacji w krótkim i średnim okresie oraz w rozwijaniu konkurencyjnej, najlepiej wewnętrznej (oraz w sąsiedztwie UE), produkcji gazów odnawialnych i niskoemisyjnych. Dodatkowo, w związku ze skokowym zmniejszeniem zależności od rosyjskiego gazu i możliwym jego wyeliminowaniem z unijnego miksu oraz wynikającymi z tego nowymi powiązaniem i zależnościami, w interesie omawianych państw jest wypracowanie i wdrożenie unijnej strategii gazowej, w tym importowej, gwarantującej stabilne i przystępne cenowo dostawy surowca.

Odchodzenie od węgla (i łupków). W regionie wciąż istnieje grupa państw polegających w dużej mierze na węglu (lub łupkach bitumicznych) w generacji elektryczności. Należą do niej Polska, Estonia (łupki), Czechy, Bułgaria, Niemcy i Słowenia. We wszystkich zmniejszana jest rola węgla oraz podejmowane są działania na rzecz całkowitego odejścia od jego wykorzystywania zgodnie z wiążącymi celami dekarbonizacyjnymi, opłacalnością ekonomiczną wynikającą m.in. z kosztów uprawnień do emisji, ale też wpływem czystości miksu na atrakcyjność inwestycyjną itp. Procesowi temu towarzyszą jednak wyzwania dotyczące: krajowego bezpieczeństwa energetycznego w okresie przejściowym (zapobieżenie luce generacyjnej i/lub zbytnej zależności od importu oraz zapewnienie bilansowania systemu), cen energii (pytania o koszty dostaw z alternatywnych źródeł i generacji, szczególnie w okresach niskiej produkcji z OZE i dużego popytu w całej Europie) i ich zmienności oraz przełożenia tych uwarunkowań na konkurencyjność przemysłu energochłonnego i inne koszty ekonomiczno-społeczne (głównie w regionach wydobywania węgla/łupków).

Pytania te stają się jeszcze istotniejsze w kontekście narastających problemów gospodarczych związanych m.in. z wysokimi w ostatnich latach cenami energii, niestabilnością polityczną na arenie międzynarodowej, ale też wewnętrznej, czy trwającymi, często kosztownymi działaniami dywersyfikacyjnymi w procesie odchodzenia od surowców z Rosji. Rodzić to może wyzwania dla rządów poszczególnych państw, zobligowanych do przestrzegania regulacji unijnych, a jednocześnie zależnych od nastrojów społecznych i demokratycznego mandatu dla swoich działań. W konsekwencji istotne staje się dobre zaplanowanie i zarządzanie tym procesem w każdym z krajów, z uwzględnieniem lokalnej specyfiki oraz skutków odchodzenia od węgla na różnych poziomach. Ważne jest również utrzymanie wsparcia unijnego dla sprawiedliwej, bezpiecznej i przystępnej kosztowo transformacji w poszczególnych krajach i regionach.

ETS 2. Jednocześnie widać też, że dla wszystkich państw Europy Środkowo-Wschodniej dużym wyzwaniem będzie kolejny etap transformacji – dekarbonizacja sektorów budynków i transportu oraz objęcie ich nowym systemem handlu emisjami (ETS 2). Temat ten mocno rezonuje w związku z problemem, jakim już są dla regionu wysokie ceny energii. Wejście w życie ETS 2 i ograniczanie emisji w nowych sektorach szczególnie głęboko odcisnie się na tych gospodarkach, które wciąż stoją przed dużymi wyzwaniami związanymi z dekarbonizacją elektroenergetyki (jak polska, czeska czy bułgarska). Ma to swoje odzwierciedlenie w dyskusjach wewnątrzunijnych, w czasie których większość państw regionu opowiada się mniej lub bardziej otwarcie za opóźnieniem wejścia w życie nowych przepisów, a część nawet za ich modyfikacją. Choć ETS 2 będzie demokratyczny, tj. dotknie wszystkich obywateli Unii, to najbardziej odczują go mieszkańcy krajów o słabszych gospodarkach i mniejszej sile nabywczej. W rezultacie wdrożenie go będzie relatywnie trudniejsze dla państw Europy Środkowo-Wschodniej (w której znajdują się najbardziej zagrożone w UE Rumunia i Bułgaria), a prostsze dla tych z Europy Północno-Zachodniej, takich jak Niemcy. Dodatkowo część państw zachodnich (w tym RFN¹⁰⁵) już od jakiegoś czasu podejmuje działania związane z dekarbonizacją ciepłownictwa i transportu, a nawet wprowadziła mechanizmy opłat od emisji w sektorach objętych ETS 2, co zmniejsza skalę koniecznych do poniesienia w przyszłości kosztów oraz pozwala ich społeczeństwom oswoić się z tym procesem. Dla Niemiec, w związku z ich zaawansowaniem we wdrażaniu krajowego systemu ograniczania emisji w transporcie i budynkach, kluczowe jest natomiast szybkie wejście w życie analogicznych przepisów w całej UE, tak aby nie narażać swoich gospodarstw domowych na nieproporcjonalne (w porównaniu z unijnymi

¹⁰⁵ Zob. M. Kędziński, *Niemcy: przyjęcie przepisów o ETS 2*, OSW, 31.01.2025, osw.waw.pl.

sąsiadami) dodatkowe koszty oraz utrzymać pozycję lidera i głównego kreatora polityki klimatycznej w UE. W konsekwencji kwestia ETS 2 może stać się jednym z ważniejszych tematów energetycznych różniących Europę Środkowo-Wschodnią i RFN.

Ceny energii. Dla wszystkich państw regionu najważniejszą, przynajmniej krótkoterminowo, kwestią jest wyhamowanie wzrostów, a nawet obniżenie cen energii. W kilku z nich tania energia dla gospodarstw domowych to jedna z podstawowych obietnic wyborczych i podwalin sukcesu politycznego rządów (Węgry i Słowacja). W innych wprowadzane lub zapowiadane podwyżki (czy odmrażanie cen w związku z odchodzeniem od mechanizmów ochronnych wdrażanych w czasie kryzysu energetycznego) prowokują protesty (jak w Bułgarii). We wszystkich krajach regionu zwiększają się jednak rachunki za energię, ogrzewanie i paliwa. W rezultacie w wielu z nich rośnie i tak wysoki na tle reszty UE poziom ubóstwa społecznego (najwyższy w Bułgarii i Rumunii¹⁰⁶), co staje się istotnym problemem dla ekip rządzących.

Tymczasem trwające procesy odchodzenia od paliw kopalnych i importu z Rosji oraz przebudowy krajowych systemów energetycznych wiążą się – przynajmniej w okresie przejściowym – z dużymi inwestycjami i kosztami, na ogół mającymi przełożenie na ceny końcowe. Dodatkowo kolejne etapy dekarbonizacji, w tym oczekiwane objęcie systemem handlu emisjami sektorów transportu i budynków, również będą się wiązały z dalszymi wzrostami cen. Wysokie ceny energii w połączeniu z rosnącymi kosztami uprawnień do emisji uderzają też w konkurencyjność regionalnego przemysłu – kolejne firmy silnego w licznych państwach Europy Środkowo-Wschodniej przemysłu energochłonnego (jak motoryzacyjny, hutniczy czy chemiczny) ograniczają produkcję lub zamykają zakłady. W rezultacie kluczowe dla wszystkich krajów regionu jest zarówno ograniczenie tempa wzrostów cen dla odbiorców końcowych (w tym gospodarstw domowych), jak i – a może przede wszystkim – znalezienie sposobu na wyhamowanie wzrostów cen na rynku. Równocześnie ważne wydaje się także stymulowanie zwiększania nakładów na innowacyjność i badania. Państwa regionu, szczególnie te z silnym przemysłem energochłonnym (Bułgaria, Czechy, Polska, Rumunia, Słowacja czy Węgry), nie mają bowiem skonkretyzowanych pomysłów na rozwijanie nowych gałęzi gospodarki i otwieranie nowych obszarów konkurencyjności.

Tekst ukończono na początku lutego 2025 roku.

¹⁰⁶ Zob. *Who's energy poor in the EU? It's more complex than it seems*, European Commission, Joint Research Centre, 25.09.2024, joint-research-centre.ec.europa.eu.