



# Raport

Bezpieczeństwo energetyczne  
państw Europy Środkowej i Wschodniej

**REDAKCJA**

Beata Surmacz, Michał Paszkowski

Instytut  
Europy Środkowej 

# Raport

Bezpieczeństwo energetyczne  
państw Europy Środkowej i Wschodniej



# Raport



Lublin 2023

Instytut  
Europy Środkowej 

# Bezpieczeństwo energetyczne państw Europy Środkowej i Wschodniej

## REDAKCJA

Beata Surmacz, Michał Paszkowski

## ZESPÓŁ AUTORSKI

Agata Domachowska (Republika Albanii),  
Andrzej Szabaciuk (Republika Białorusi),  
Anna Jagiełło-Szostak (Bośnia i Hercegowina, Czarnogóra),  
Spasimir Domaradzki (Republika Bułgarii),  
Jan Muś (Republika Bułgarii, Republika Chorwacji,  
Republika Macedonii Północnej, Republika Słowenii),  
Agata Tatarenko (Republika Czeska),  
Damian Szacawa (Republika Estońska),  
Konrad Pawłowski (Republika Kosowa, Republika Serbii),  
Aleksandra Kuczyńska-Zonik (Republika Litewska, Republika Łotewska),  
Piotr Oleksy (Republika Mołdawii, Rumunia),  
Michał Paszkowski (Rzeczpospolita Polska),  
Łukasz Lewkowicz (Republika Słowacka),  
Jakub Olchowski (Ukraina),  
Hanna Bazhenova (Ukraina),  
Dominik Héjj (Węgry)



# Spis treści

- 6 Wstęp
- 10 Wnioski ogólne
- 14 Wnioski dotyczące poszczególnych państw



28 Republika Albanii



64 Republika Chorwacji



38 Republika Białorusi



72 Czarnogóra



46 Bośnia i Hercegowina



80 Republika Czeska



54 Republika Bułgarii



90 Republika Estońska



100 Republika Kosowa



154 Rumunia



108 Republika Litewska



162 Republika Serbii



118 Republika Łotewska



174 Republika Słowacka



128 Republika Macedonii Północnej



182 Republika Słowenii



136 Republika Mołdawii



190 Ukraina



144 Rzeczpospolita Polska



200 Węgry



# Wstęp



Zmieniające się uwarunkowania międzynarodowe mają swoje bezpośrednie przełożenie na bezpieczeństwo państw Europy Środkowej i Wschodniej. W przeszłości większość państw tego regionu była uzależniona energetycznie od Federacji Rosyjskiej, co oddziaływało na sferę polityczną, gospodarczą oraz energetyczną. W poszczególnych państwach różnie oceniano istniejącą przez lata współzależność energetyczną i tylko nieliczne z nich podejmowały aktywne działania, służące zmianie tego stanu rzeczy. Zmniejszenie zależności od dominującego w regionie, głównego eksportera surowców energetycznych wymagało zmiany podejścia do zagrożeń, których autorem była Federacja Rosyjska, ale także rozbudowy infrastruktury zarówno importowej, jak i transportowej, służącej dywersyfikacji źródeł oraz kierunków dostaw surowców energetycznych.

Federacja Rosyjska od lat podejmowała wysiłki o charakterze politycznym, gospodarczym, militarnym oraz energetycznym w kierunku uzależnienia państw Europy Środkowej i Wschodniej. W tym celu wykorzystywała różne metody i środki, służące osłabieniu oraz infiltracji państw tego regionu. Rozpoczęcie w 2022 r. pełnoskalowej wojny z Ukrainą stanowi bezprecedensowy punkt zwrotny w działaniach skierowanych na odbudowę wpływów polityczno-gospodarczych w państwach należących w przeszłości do ZSRR. Tak prowadzona agresywna polityka stanowi realne zagrożenie dla państw Europy Środkowej i Wschodniej, a jednym z jej wymiarów jest sfera energetyczna.

Podjęty przez analityków Instytutu Europy Środkowej w Lublinie problem badawczy był niezwykle skomplikowany, co wynika z co najmniej dwóch kwestii. Po pierwsze – nieustannych zmian na rynku energetycznym państw Europy Środkowej i Wschodniej, w tym przede wszystkim od momentu wybuchu wojny rosyjsko-ukraińskiej. Po drugie – złożoności zagadnień, wynikającej ze specyfiki poszczególnych badanych państw. Tym samym niezwykle trudne było uchwycenie istoty zależności i problemów energetycznych, a jednocześnie ewolucji sytuacji energetycznej analizowanych państw, biorąc pod uwagę zarówno trwający konflikt zbrojny w Europie, jak i proces transformacji energetycznej.





Mając na względzie złożoność procesów energetycznych oraz wielość zmiennych oddziałujących na funkcjonowanie poszczególnych państw, zaproponowano podejście podmiotowo-przedmiotowe, mające swoje odzwierciedlenie w strukturze publikacji. Tym samym w pracy została poddana analizie sytuacja energetyczna łącznie 20 państw z regionu Europy Środkowej i Wschodniej (każdy z rozdziałów dotyczy innego analizowanego państwa). W ramach poszczególnych części zostały zaprezentowane uwarunkowania realizowanych przez poszczególne państwa polityk energetycznych, a więc zarówno struktura bilansu energetycznego, baza surowcowa oraz infrastruktura importowa, jak i działania w celu zmiany struktury bilansu energetycznego oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. W tym kontekście zostały zaprezentowane założenia polityk energetycznych oraz kluczowe wyzwania energetyczne. Przygotowując poszczególne rozdziały publikacji, analitycy korzystali z danych Międzynarodowej Agencji Energii oraz krajowych urzędów statystycznych.

Niniejsza publikacja Instytutu Europy Środkowej w Lublinie jest rezultatem prac analityków IEŚ, którzy w sposób syntetyczny przedstawili zarówno sytuację energetyczną, podejmowane działania, jak i wyzwania wynikające z wielu zmiennych oddziałujących na bezpieczeństwo energetyczne państw Europy Środkowej i Wschodniej. W sposób szczególny, z powodów oczywistych, największy wpływ na zmieniające się uwarunkowania energetyczne wywarła wojna rosyjsko-ukraińska. W pracy starano się w sposób zwięzły i przejrzysty uwypuklić uwarunkowania wpływające na bezpieczeństwo energetyczne państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz wykazać obszary, które będą wymagać zmian w kontekście zagrożeń o charakterze energetycznym.

Beata Surmacz, Michał Paszkowski  
Lublin, czerwiec 2023 r.





# Wnioski ogólne



- Sytuacja energetyczna państw Europy Środkowej i Wschodniej jest uwarunkowana wieloma czynnikami. Pomiędzy poszczególnymi gospodarkami występują znaczne różnice, przy czym można wyróżnić kilka wspólnych trendów i jednocześnie wyzwań, które będą decydować w przyszłości o bezpieczeństwie energetycznym państw tego regionu oraz procesie rozwoju gospodarczego. Do kluczowych wyzwań można zaliczyć: 1) proces dywersyfikacji źródeł oraz kierunków dostaw surowców energetycznych w związku z wojną rosyjsko-ukraińską; 2) przeorientowanie systemu elektroenergetycznego, którego celem będzie zwiększenie zdolności wytwórczych energii elektrycznej oraz umożliwienie włączenia nowych bloków energetycznych do ogólnokrajowej sieci (w niektórych przypadkach energia jądrowa i/lub odnawialne źródła energii); 3) odejście od wydobycia węgla i zastosowania tego surowca w systemie energetycznym, przy zapewnieniu odpowiednich zastępowalnych mocy wytwórczych gwarantujących bezpieczeństwo energetyczne (transformacja energetyczna skutkująca zmianą struktury wytwarzania energii elektrycznej); 4) rozwój elektromobilności jako jednego z narzędzi ograniczających import ropy naftowej i paliw, przy jednoczesnym zwiększeniu ochrony środowiska; 5) ograniczenie biurokracji i wdrożenie odpowiednich przepisów, umożliwiających wprowadzenie inwestycji w system energetyczny (w szczególności w odniesieniu do państw spoza Unii Europejskiej).
- Niezwykle ważną zmienną, która już oddziałuje na polityki energetyczne poszczególnych państw, jest proces transformacji energetycznej, który w większości przypadków nie będzie możliwy bez znacznych nakładów finansowych przeznaczanych na realizację projektów inwestycyjnych umożliwiających zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych. Także w tym przypadku – w zależności od specyfiki energetycznej danego państwa – można oczekiwać realizacji różnych procesów inwestycyjnych, tak związanych z budową elektrowni jądrowych, jak i zwiększeniem udziału odnawialnych źródeł energii oraz inwestycji w nowe technologie (np. wodór). Kluczowym



wyzwaniem będzie zapewnienie optymalnej ścieżki zmniejszenia emisji, przy zachowaniu konkurencyjności gospodarki i zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego.

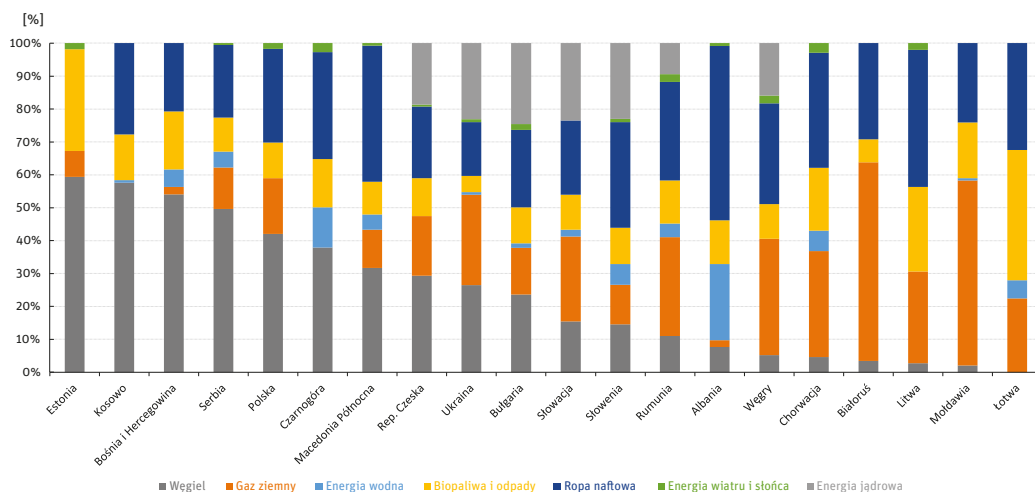
- Państwa Europy Środkowej i Wschodniej różnią się zasadniczo pod względem udziału poszczególnych nośników energii w bilansie energetycznym. Zasadniczo wszystkie importują surowce energetyczne, które są wykorzystywane w przemyśle, transporcie lub rolnictwie, chociaż niektóre dużą część energii elektrycznej pozyskują z odnawialnych źródeł energii (np. Albania). Docelowo wszystkie państwa tego regionu planują oprzeć bezpieczeństwo energetyczne na nośnikach zeroemisyjnych, chociaż ścieżka dojścia do tego celu będzie inna i będzie wymagać zróżnicowanych nakładów finansowych oraz dostosowania strategii do możliwości. Niewątpliwie największe wyzwania w obszarze zmiany struktury bilansu energetycznego będą dotyczyć państw, w których udział węgla oraz porównywalnych nośników energii (np. łupki bitumiczne)<sup>1</sup> jest największy (Estonia, Kosowo, Bośnia i Hercegowina, Serbia, Polska itp.). Problemem w tym względzie jest nie tylko kwestia emisji gazów cieplarnianych, ale także kontekst społeczny (zastąpienie miejsc pracy w kopalniach miejscami w innych sektorach gospodarki). Jednocześnie trwająca wojna rosyjsko-ukraińska stanowi kolejne wyzwanie dla państw Europy Środkowej i Wschodniej, gdyż poziom uzależnienia od dostaw zarówno ropy naftowej, jak i gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej w odniesieniu do niektórych państw przez lata był niezwykle wysoki. Tym samym działania na rzecz dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw tych surowców będą niezwykle trudne pod względem logistycznym i ekonomicznym. W sposób szczególny problem ten będzie dotyczyć państw, które przez lata nie były w stanie

<sup>1</sup> Łupki (zgodnie z klasyfikacją IEA zaliczane do węgla) to rodzaj skały osadowej, która powstała ok. 450 mln lat temu w płytkim, ciepłym i słonym morzu w trakcie procesu, w którym warstwy alg osiadały na dnie, mieszając się z minerałami gliny i wapna.



zmodyfikować polityki energetycznej (Mołdawia) lub które nadal znajdują się w optyce wpływów Federacji Rosyjskiej (Białoruś). Niemniej można oczekiwać, że w odniesieniu do niektórych z nich już podjęte działania dywersyfikacyjne powinny pozytywnie wpłynąć na poziom bezpieczeństwa energetycznego. Obok odnawialnych źródeł energii niezwykle ważną rolę odgrywa w wielu państwach energia jądrowa. Niewątpliwie uwarunkowania międzynarodowe, w tym trwająca wojna rosyjsko-ukraińska, powodują powrót do nośników energii zarówno zeroemisyjnych, jak i gwarantujących zasadniczo niższe koszty wytwarzania energii elektrycznej. Tym samym w Europie Środkowej i Wschodniej znajdują się nie tylko państwa, które będą rozwijać technologie jądrowe (Bułgaria, Republika Czeska, Słowacja), ale też takie, które dopiero planują rozwój tego sektora energetycznego (Polska).

Struktura zużycia energii pierwotnej w państwach Europy Środkowej i Wschodniej



Uwaga: dane dotyczą lat 2020-2021.

Źródło: opracowanie własne na podstawie International Energy Agency.



# Wnioski dotyczące poszczególnych państw





## Republika Albanii

15

Bezpieczeństwo energetyczne Albanii pozostaje zależne od czynników środowiskowych, ponieważ ok. 90% energii elektrycznej jest wytwarzane w hydroelektrowniach. Tym samym coraz częstsze okresy suszy stanowią realne zagrożenie dla bezpieczeństwa tego państwa. Albania jest zatem skazana na import energii w szczycie cenowym, co wpływa negatywnie na finanse państwa. Zmiana struktury bilansu energetycznego wymaga inwestycji przede wszystkim w energię słoneczną i wiatrową, co zmniejszyłoby podatność państwa na zmiany klimatu, zwiększyło bezpieczeństwo energetyczne oraz pozytywnie wpłynęło na wzrost gospodarczy. Potencjał Albanii w zakresie odnawialnych źródeł energii w postaci biomasy, geotermii, wiatru i słońca należy oceniać jako znaczny. Niestety, czynnikami wpływającymi na wolne tempo zmiany struktury bilansu Albanii wciąż pozostają biurokracja, przestarzałe technologie oraz niewystarczająca determinacja rządzących. Kluczowym wyzwaniem w kolejnych latach będzie zwiększenie potencjału wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, co pozytywnie wpłynie na proces zmniejszania emisji gazów cieplarnianych (także wykorzystanie innych nośników niskoemisyjnych). Obok wyzwań związanych z OZE kluczowe pozostaje wykorzystanie istniejącej i planowanej w regionie infrastruktury gazowej (gazociągi TAP, IAP, połączenie z Kosowem).

## Republika Białorusi

Gospodarka Białorusi jest w znacznym stopniu zależna od tanich surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej, a istniejąca infrastruktura przesyłowa uniemożliwia szybką realną dywersyfikację kierunków dostaw. Pogłębiająca się izolacja, w tym nałożone sankcje w 2020 r. (sfałszowane wybory prezydenckie) oraz 2022 r. (wsparcie agresji Rosji w wojnie na Ukrainie), powoduje, że ten proces jest przeciwny. Dlatego też możliwości zmiany źródeł dostaw gazu ziemnego oraz ropy naftowej na Białorusi są mocno ograniczone. Kluczowym celem polityki energetycznej Białorusi nie jest dywersyfikacja kierunków dostaw surowców energetycznych, ale





wdrażanie technologii sprzyjających zmniejszeniu energochłonności gospodarki, dywersyfikowanie źródeł wytwarzania energii elektrycznej i rozwój energetyki jądrowej. W szczególności rozwój technologii jądrowych stanowi duże wyzwanie dla bezpieczeństwa energetycznego państwa, z uwagi na liczne problemy techniczne funkcjonującej już elektrowni w Ostrowcu oraz zależność energetyczno-finansową (konieczność spłaty kredytu na budowę elektrowni) od Federacji Rosyjskiej. Jedyną realną szansą na wzrost poziomu bezpieczeństwa energetycznego Białorusi i jednocześnie uwolnienie się od zależności i postępującej integracji z Federacją Rosyjską jest zmiana reżimu w Rosji i na Białorusi. Proces ten, jeżeli będzie miał miejsce, przybierze charakter gwałtowny i stworzy szansę na daleko idące zmiany polityczne w regionie.

## Bośnia i Hercegowina

Bezpieczeństwo energetyczne Bośni i Hercegowiny jest uwarunkowane zarówno importem surowców energetycznych (węgiel, ropa naftowa, gaz ziemny), jak i krajowymi zasobami (hydroenergetyka). Import kluczowych nośników energii jest realizowany przede wszystkim z Federacji Rosyjskiej. Ze względu na podziały polityczne i etniczne utrudniona jest realizacja zadań związanych z modernizacją sektora energetycznego, a kluczowym wyzwaniem pozostaje wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym. Bośnia i Hercegowina ma znaczny potencjał w tym zakresie oraz ambitne plany rozwoju tego sektora, co wpłynęłoby na poprawę sytuacji energetycznej. Polityka energetyczna Bośni i Hercegowiny koncentruje się obecnie na dążeniu do zrównoważonego i ekologicznego rozwoju sektora energetycznego, a także ograniczeniu wykorzystania węgla (który pokrywa ponad 50% zapotrzebowania na energię elektryczną).

## Republika Bułgarii

Sektor energetyczny Bułgarii jest zależny od czynników zewnętrznych, które wpływają w sposób istotny na jego stabilność. Niezależnie od



kroków prowadzących do jego uniezależnienia od Federacji Rosyjskiej w kwestii dostaw gazu ziemnego i paliwa jądrowego, Bułgaria pozostaje odbiorcą rosyjskiej ropy naftowej (efekt derogacji od sankcji do 2024 r.). Położenie geograficzne państwa wraz z rozbudowywaną w regionie infrastrukturą przesyłową (interkonektory) stwarzają dogodne warunki do odgrywania przez Bułgarię kluczowej roli w zapewnieniu regionalnego bezpieczeństwa energetycznego. Niemniej jednak sektor energetyczny w Bułgarii jest nadal pod presją niestabilnej sytuacji na arenie międzynarodowej oraz dążeń regulacyjnych władz w Sofii. Oprócz fluktuacji cen na rynkach światowych, nośniki energii są wykorzystywane jako narzędzie w wewnętrznej walce politycznej. Przed Bułgarią stoją zatem istotne wyzwania związane z dostosowaniem polityki energetycznej do regulacji na poziomie Unii Europejskiej, w tym podjęcie działań w kierunku transformacji energetycznej, które wymagać będą znacznych nakładów finansowych w coraz krótszym czasie.

17

## **Republika Chorwacji**

Bezpieczeństwo energetyczne Chorwacji jest gwarantowane przez wysoki poziom dywersyfikacji, dostępność odnawialnych źródeł energii oraz położenie geograficzne. Bezpieczeństwo energetyczne zwiększy się także wraz z poprawą połączeń przesyłowych energii elektrycznej z państwami sąsiedzkimi. Chorwacja staje się ważnym elementem systemu dostaw gazu ziemnego oraz ropy naftowej do państw Europy Środkowej. Z uwagi na położenie geograficzne, rozwinięty system importowy nośników energii (terminal regazyfikacyjny na wyspie Krk i terminal naftowy w Omišalj) oraz liczne interkonektory Chorwacja może odegrać kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w regionie. W kolejnych latach istotnym wyzwaniem będzie nadanie odpowiedniej dynamiki transformacji energetycznej państwa, która będzie wymagała znacznych nakładów finansowych. Istotnym ograniczeniem jest w tym wypadku biurokracja, a także niewłaściwe ustawodawstwo oraz niska zdolność absorpcyjna funduszy europejskich.



## Czarnogóra

Bezpieczeństwo energetyczne Czarnogóry jest uwarunkowane sytuacją międzynarodową z uwagi na ograniczone krajowe zasoby surowców energetycznych. W tych warunkach wzmocnienie bezpieczeństwa wymaga podejmowania działań przede wszystkim w kierunku reorientacji struktury wytwarzania energii elektrycznej (duży potencjał mają szczególnie elektrownie wodne oraz elektrownie słoneczne). Tym samym Czarnogóra dąży do zmniejszenia zależności od importu paliw kopalnych i zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym, przy czym w tym wypadku rozwój krajowego potencjału będzie uwarunkowany wdrożeniem szeregu polityk i strategii administracyjno-prawnych ułatwiających takie procesy (jasna wizja polityczna, ułatwienie procedur oraz zachęty dla potencjalnych zagranicznych inwestorów). Niewątpliwie przystąpienie do Unii Europejskiej i możliwość pozyskiwania środków na rozwój i modernizację byłyby dużym pozytywnym bodźcem dla systemu energetycznego.

## Republika Czeska

Bezpieczeństwo energetyczne Republiki Czeskiej jest związane z dostępem do surowców energetycznych, w tym przede wszystkim gazu ziemnego. O ile w długim horyzoncie czasowym istotnym wyzwaniem pozostaje proces transformacji energetycznej i odejście od węgla, o tyle w krótkim horyzoncie niezwykle ważnym elementem prowadzonej polityki jest zabezpieczenie dostępu do gazu ziemnego (*vide* umowa na import surowca poprzez terminal regazyfikacyjny w Holandii przez Niemcy) oraz ropy naftowej (dostawy do dwóch rafinerii). W szczególności dużym wyzwaniem może być zapewnienie alternatywnych dostaw surowca poprzez terminale naftowe nad Morzem Adriatyckim, a tym samym rezygnacja z importu ropy naftowej z Federacji Rosyjskiej (rafineria w Litwínovie). Niezwykle ważnym procesem będzie też zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym.



## Republika Estońska

19

Główne założenia polityki energetycznej Estonii od lat utożsamiają bezpieczeństwo energetyczne z samowystarczalnością energetyczną. Obecnie państwo to jest jednym z najbardziej niezależnych energetycznie w Unii Europejskiej ze względu na wydobywane łupki bitumiczne (właściwościami przypominające węgiel) oraz duże znaczenie biopaliw (głównie biomasy drzewnej). Niemniej w dalszym ciągu znaczna część energii pierwotnej pochodzi z zasobów nieodnawialnych (łupki bitumiczne i gaz ziemny), co stanowi wyzwanie w procesie transformacji energetycznej. Jednocześnie coraz większym zainteresowaniem cieszą się odnawialne źródła energii, co jest związane głównie z rozwojem rynku biopaliw oraz energetyką wiatrową. Estonia postrzega stopniowe przechodzenie na OZE jako ważny element przyszłego wzrostu gospodarczego oraz realizacji polityki klimatycznej. Spełnienie długoterminowych zobowiązań w zakresie odnawialnych źródeł energii i zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, pochodzących ze spalania i przetwarzania łupków bitumicznych, wymagają wsparcia sektora prywatnego ze strony rządu. Transformacja energetyczna będzie oznaczała istotne wyzwania społeczne, zwłaszcza w północno-wschodniej przemysłowej Estonii (w regionie Virumaa Wschodnia), gdzie skoncentrowane są zasoby łupków bitumicznych i znajduje się największa część krajowych mocy wytwórczych.

## Republika Kosowa

W subregionie Bałkanów Zachodnich Kosowo pozostaje państwem w największym stopniu zależnym od węgla w procesie wytwarzania energii elektrycznej. Skala tej zależności, zapóźnienia modernizacyjne i inwestycyjne w sektorze energetycznym oraz niekorzystne uwarunkowania infrastrukturalne powodują, że pomimo ambitnych planów rozwoju energetyki Kosowa w oparciu o odnawialne źródła energii, władze w Prisztinie nie będą w stanie w krótkim czasie wyraźnie zmniejszyć zależności od paliw kopalnych w procesie wytwarzania energii elektrycznej. W przypadku Kosowa brak zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego oraz brak infrastruktury do



importu tych surowców stanowi zarówno realne ograniczenie, jak i – paradoksalnie – szansę rozwojową. Sytuacja ta z jednej strony wyklucza bowiem Kosovo z korzystnego w wymiarze geoeconomicznym uczestnictwa w procesie tranzytu surowców energetycznych w subregionie Bałkanów Zachodnich, z drugiej zaś eliminuje potencjalnie niekorzystne zależności importowe oraz pozwala władzom w Prisztinie skoncentrować się na modernizacji sektora energetycznego, a więc przejściu od energetyki opartej na węglu do zdekarbonizowanego w dużym stopniu systemu energetycznego. Wyzwaniem pozostają jednak wysokie koszty finansowe takiej transformacji energetycznej.

## Republika Litewska

Zdecydowana większość surowców energetycznych na Litwie pochodzi z importu, wpływając tym samym na poziom uzależnienia energetycznego. Przez wiele lat głównym partnerem w tym zakresie była Rosja, jednak Litwa poczyniła szereg kroków na rzecz uniezależnienia się od jednego dostawcy. Infrastruktura zaopatrzenia w ropę naftową na Litwie jest dobrze rozwinięta w stosunku do potrzeb krajowych (w tym państwie funkcjonuje jedyna w państwach bałtyckich rafineria). W przypadku gazu ziemnego, oddany do użytku w grudniu 2014 r. terminal regazyfikacyjny w Kłajpedzie pozwolił na znaczną dywersyfikację importu gazu ziemnego, a przez to wpłynął na bezpieczeństwo energetyczne Litwy. Udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym Litwy konsekwentnie rośnie. Natomiast obecnie rząd Litwy ma na celu zwiększenie wydajności wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej poprzez dalszą synchronizację z siecią europejską oraz rynkami regionalnymi, a także stopniowe wycofywanie cen regulowanych i promowanie konkurencji wśród dostawców energii elektrycznej.

## Republika Łotewska

Łotwa nie posiada własnych surowców energetycznych, tym samym bezpieczeństwo energetyczne państwa jest warunkowane ich importem.



Na Łotwie głównym surowcem do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest gaz ziemny. Zapewnienie dostępności tego surowca ma zatem zasadnicze znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego. Kluczowym wyzwaniem pozostaje zmiana struktury bilansu energetycznego oraz źródeł wytwarzania energii elektrycznej. W ostatnich latach systematycznie nasila się proces wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (duża liczba przyłączy do sieci elektroenergetycznej nowych farm wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych), a spada udział w bilansie energetycznym surowców kopalnych. Proces ten przyspieszył wraz ze wzrostem cen surowców w efekcie wojny rosyjsko-ukraińskiej. Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego Łotwy jest obecnie dość dobrze zdywersyfikowany, a państwo to zajmuje ważne miejsce na energetycznej mapie regionu państw Morza Bałtyckiego (magazyn gazu ziemnego w Inčukalna). W chwili obecnej kontynuowane są projekty w zakresie budowy infrastruktury elektroenergetycznej, co zwiększa bezpieczeństwo energetyczne państwa i zbliża Łotwę do pełnej synchronizacji z systemem Europy kontynentalnej.

## Republika Macedonii Północnej

Bezpieczeństwo energetyczne Macedonii Północnej jest uwarunkowane położeniem geograficznym, bazą surowcową oraz zasobami środowiskowymi. W tym zakresie niezwykle ważnym elementem będzie odchodzenie od węgla w procesie wytwarzania energii elektrycznej oraz nadanie odpowiednich ram o charakterze strategicznym działaniom służącym transformacji energetycznej. Dla Macedonii Północnej zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego będzie wiązać się z dostępem do infrastruktury importowej w Grecji (terminale regazyfikacyjne), a także wzrostem udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym.

## Republika Mołdawii

Bezpieczeństwo energetyczne Mołdawii jest uwarunkowane przede wszystkim sytuacją na rynku gazu ziemnego, gdyż większość wytwarzanej energii



elektrycznej pochodzi z tego surowca. Wysoki poziom uzależnienia od dostaw gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej wymusił na Mołdawii w okresie wojny rosyjsko-ukraińskiej podjęcie aktywnych działań dywersyfikacyjnych. Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego oraz synchronizacja sieci energetycznej z siecią Unii Europejskiej spowodowały, że zmieniła się pozycja Mołdawii w relacjach z Rosją i Naddniestrzem. Surowiec dostarczany przez Gazprom jest obecnie wykorzystywany jedynie do zapewnienia funkcjonowania Naddniestrza, co znacząco ogranicza możliwości szantażu energetycznego ze strony Rosji. Nie oznacza to jednak, że Federacja Rosyjska nie będzie próbowała wykorzystać pozostałych jej narzędzi. Kwestia zapewnienia dostaw energii dla Mołdawii jest więc obecnie wyzwaniem przede wszystkim finansowym, a nie logistycznym. Dalsze reformy sektora energetycznego wymagają zwiększenia wydolności instytucjonalnej i merytorycznej państwa. Kluczowe znaczenie będzie miało wsparcie ze strony Unii Europejskiej i państw członkowskich w tym zakresie.

## Rzeczpospolita Polska

Bezpieczeństwo energetyczne Polski jest zapewnione poprzez odpowiednią strukturę bilansu energetycznego (duży udział wydobycia węgla ze złóż krajowych) oraz istniejącą infrastrukturę, stwarzającą dogodne warunki do importu surowców energetycznych (gaz ziemny, ropa naftowa) i paliw. W kolejnych latach dla Polski niezwykle ważne będą dwa procesy: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego (m.in. dywersyfikacja źródeł oraz kierunków dostaw surowców) oraz transformacja energetyczno-technologiczna (m.in. zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii, rezygnacja z węgla i zastąpienie odpowiednich mocy wytwórczych innymi nośnikami energii, budowa elektrowni jądrowej, inwestycje w nowe technologie, takie jak np. wodór). Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski będzie wymagało intensyfikacji współpracy w Europie Środkowej, w tym przede wszystkim w obszarze gazu ziemnego. Z uwagi na położenie geograficzne, rozwinięty system importowy gazu ziemnego (m.in. terminal regazyfikacyjny w Świnoujściu, planowany terminal typu FSRU w Gdańsku) oraz



liczne interkonektory Polska może odegrać kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego tego regionu.

23

## Rumunia

Rumunia jest jednym z kluczowych państw, które mogą odegrać istotną rolę w zakresie zapewnienia długofalowego bezpieczeństwa energetycznego państw Europy Środkowej. Do jej najważniejszych atutów można zaliczyć strategiczne położenie, duże zasoby gazu ziemnego oraz świadomość działań na rzecz rozwoju potencjału energetycznego. Po wycofaniu się ze współpracy z Chinami w kwestii rozbudowy elektrowni jądrowej ważnym partnerem dla rumuńskiego sektora energetycznego stają się USA. Największą przeszkodą dla utrzymania pozytywnego trendu rozwoju gospodarczego oraz systemu energetycznego mogą być decyzje polityczne, które finalnie oddziałują na proces inwestycyjny (np. ustawa z 2018 r., która doprowadziła do wstrzymania procesu poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego na Morzu Czarnym).

## Republika Serbii

Otwarta agresja Rosji na Ukrainę uruchomiła proces adaptacji Serbii do nowych, gwałtownie zmienionych realiów środowiska międzynarodowego. Wybuch wojny wymusił i przyspieszył działania Serbii na rzecz dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw surowców energetycznych. Jakkolwiek Serbia jest i pozostanie zależna od importu gazu ziemnego z Rosji, realizowana obecnie budowa nowego połączenia gazowego z Bułgarią pozwoli jej na dostęp do surowców dostępnych na południu Europy, a w konsekwencji – wyraźne zmniejszenie zależności importowej od gazu ziemnego z Rosji. Taka polityka przyczyni się także do wzmocnienia pozycji międzynarodowej tego państwa w stosunkach politycznych i gospodarczych z Rosją, zainteresowaną okrążającym Ukrainę tranzytem gazu ziemnego do państw Unii Europejskiej przez Turcję, Bułgarię i Serbię gazociągiem TurkStream oraz – będącym *de facto* jego kontynentalną częścią – gazociągiem Balkan Stream.





Poprzez podejmowane działania dywersyfikacyjne oraz rozbudowę transgranicznych połączeń Serbia chce wzmocnić swoją pozycję międzynarodową i w nieodległej przyszłości stać się jednym z najważniejszych w Europie Południowo-Wschodniej państw tranzytowych dla transportu surowców energetycznych z Rosji, regionu Morza Kaspijskiego i Bliskiego Wschodu.

## Republika Słowacka

W najbliższych latach najprawdopodobniej dojdzie do zmiany struktury bilansu energetycznego Słowacji, co będzie związane z procesem wzrostu wykorzystania energii jądrowej oraz procesem odchodzenia od wydobycia węgla. Ważną rolę w procesie transformacji energetycznej przypisuje się wsparciu finansowemu ze środków Unii Europejskiej (m.in. z Krajowego Funduszu Odbudowy), które mają służyć realizacji celów związanych z rozbudową mocy wytwórczych odnawialnych źródeł energii. Jednocześnie można oczekiwać, że przychylność słowackiego społeczeństwa wobec polityki klimatycznej państwa umożliwi podejmowanie niepopularnych decyzji, takich jak zamykanie kopalń. Pomimo wieloletniego uzależnienia od dostaw surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej, rząd w Bratysławie podjął szybkie i dynamiczne działania mające na celu zmniejszenie oddziaływania wojny rosyjsko-ukraińskiej na sektor energetyczny, w tym dywersyfikując źródła i kierunki dostaw surowców, czemu będzie służyć oddana do eksploatacji w 2022 r. infrastruktura importowa (interkonektor Polska-Słowacja).

## Republika Słowenii

Bezpieczeństwo energetyczne Słowenii w kolejnych latach będzie warunkowane zmianą struktury bilansu energetycznego (wzrost udziału odnawialnych źródeł energii, zmniejszenie znaczenia węgla) oraz zapewnieniem dostaw gazu ziemnego z kierunków alternatywnych do Federacji Rosyjskiej. W tym zakresie rząd w Lublanie podejmuje aktywne działania na rzecz budowy bardziej zróżnicowanej struktury importu tego surowca



(umowa z Algierią i dostawy gazu ziemnego z Włoch). Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Słowenii będzie wymagało intensyfikacji współpracy w regionie Europy Środkowej, w tym przede wszystkim w obszarze infrastruktury transportowej z Chorwacją.

25

## Ukraina

Bezpieczeństwo energetyczne jest jednym z kluczowych wymiarów bezpieczeństwa narodowego Ukrainy. Biorąc pod uwagę specyfikę ukraińskiego sektora energetycznego, kwestia integralności terytorialnej jest problemem nie tylko politycznym. Brak kontroli nad całością terytorium (ewentualnie utrata jego części) ma zasadniczy wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Ukrainy: znaczna część zasobów oraz infrastruktury wytwórczej znajduje się na obszarach okupowanych przez Rosję. Tym samym rezultat wojny w dużej mierze determinował będzie kształt bezpieczeństwa energetycznego Ukrainy, co z kolei warunkować może jej pozycję międzynarodową, poziom rozwoju, a nawet przetrwanie. Pomyślny dla Ukrainy wynik wojny może pozwolić na wykorzystanie jej znaczącego potencjału energetycznego, zarówno „tradycyjnego” (zwłaszcza gaz ziemny), jądrowego, jak też odnawialnych źródeł energii (hydroelektrownie, energia wiatrowa i słoneczna) oraz nowych technologii (wodór). Pomimo trwających działań wojennych i rosyjskich ataków na infrastrukturę, sektor energetyczny Ukrainy funkcjonuje, zmodyfikowana została część dotychczasowych założeń i przyspieszył proces reformowania sektora, planowana i realizowana jest także jego restrukturyzacja, zwłaszcza pod kątem integrowania z systemem europejskim i dostosowywania do norm zachodnich (np. w zakresie wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym). Celem tych działań będzie w dłuższej perspektywie nie tylko niezależność energetyczna i zerwanie więzi z Rosją, ale też uczynienie z Ukrainy ważnego gracza energetycznego w Europie (budowa hubu energetycznego). Sektor energetyczny Ukrainy boryka się jednak wciąż z tymi samymi problemami, co całe państwo i gospodarka. Korupcja, klientelizm polityczny, niejasne układy biznesowe i brak przejrzystości struktur własnościowych, wieloletnie



zaniebana w zakresie modernizacji infrastruktury, niedobory nowoczesnych, innowacyjnych technologii, uzależnienie od importu (szczególnie z Rosji), a przede wszystkim tocząca się wojna i jej konsekwencje – wszystko to utrudnia efektywne wykorzystanie potencjału energetycznego Ukrainy.

## Węgry

Bezpieczeństwo energetyczne Węgier, pomimo wojny na Ukrainie, pozostaje w bliskiej relacji polityczno-biznesowej z Federacją Rosyjską i jednocześnie brak jest obecnie woli politycznej ze strony rządu w Budapeszcie do zmniejszenia uzależnienia energetycznego od tego państwa (od lutego 2022 r. nastąpił nawet wzrost dostaw surowców z Rosji). Niemniej jednak w kolejnych latach kluczowym wyzwaniem będzie proces zmiany struktury źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej (państwowa spółka MOL jest właścicielem rafinerii na Węgrzech oraz w Chorwacji i Słowacji) oraz gazu ziemnego (np. dostawy surowca z terminali regazyfikacyjnych w Chorwacji lub Grecji, import z Azerbejdżanu). Jednocześnie największym wyzwaniem pozostanie transformacja energetyczna, w tym proces budowy nowej elektrowni jądrowej w Paks (projekt funkcjonujący pod nazwą Paks 2), przy czym kwestia ta pozostaje dosyć upolityczniona z uwagi na zaangażowanie finansowe i technologiczne Federacji Rosyjskiej.



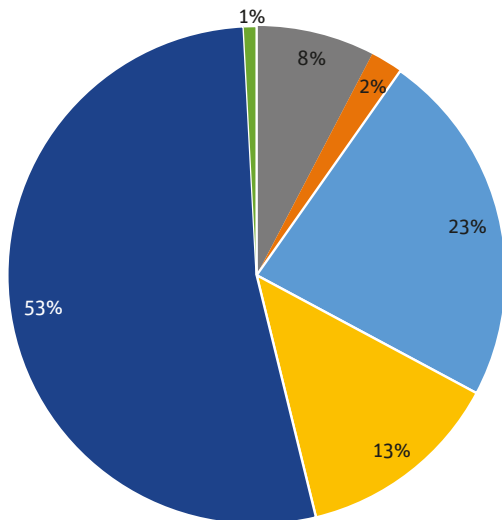


Agata Domachowska

# Republika Albanii

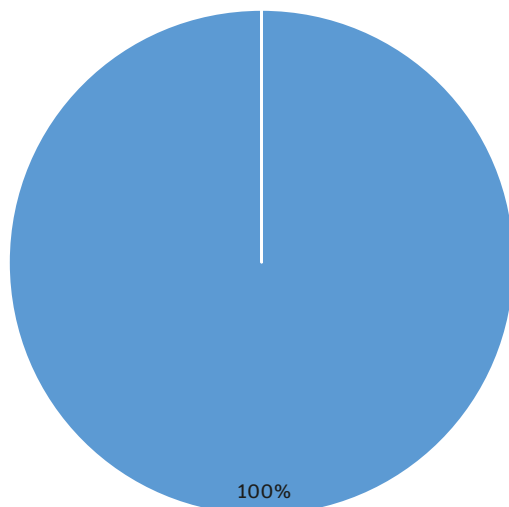


Struktura zużycia energii pierwotnej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Energia wodna ■ Biopaliwa i odpady ■ Ropa naftowa ■ Energia wiatru i słońca

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



■ OZE

Uwaga: dane z 2021 r.



## 1. Struktura bilansu energetycznego

Albania stanowi interesujący wyjątek na tle państw Bałkanów Zachodnich, których bezpieczeństwo energetyczne oparte jest przede wszystkim na paliwach kopalnych, głównie na węglu. W przypadku Albanii opiera się natomiast na energii wodnej w procesie wytwarzania energii elektrycznej (ok. 90%). W strukturze zużycia energii pierwotnej (TES) dominującą rolę odgrywa jednak przede wszystkim ropa naftowa (53%). Należy podkreślić także bogactwo zasobów słonecznych (ok. 300 dni słonecznych w roku) i wiatrowych (szczególnie na wybrzeżu Morza Adriatyckiego). Niemniej poziom wykorzystania tych dwóch ostatnich nośników energii jest ograniczony.

Obok wody w procesie wytwarzania energii elektrycznej niewielki udział (ok. 8%) stanowią biomasa oraz energia słoneczna<sup>1</sup>. W tych uwarunkowaniach udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym jest stosunkowo wysoki i w 2022 r. wyniósł 24% (energia wykorzystywana przede wszystkim do ogrzewania i chłodzenia) wobec średniej dla państw Unii Europejskiej wynoszącej 22,9%<sup>2</sup>.

Oparcie wytwarzania energii elektrycznej na funkcjonowaniu przede wszystkim elektrowni wodnych (hydroelektrownie) oznacza, że bezpieczeństwo energetyczne Albanii uzależnione jest od zmian klimatycznych. To od nich zależy skala importu energii elektrycznej. Tym samym w okresach silnych opadów Albania może eksportować nadwyżki energii, natomiast w okresach suszy musi ją importować, ponieważ nie jest w stanie jej magazynować. W tych uwarunkowaniach w okresach wysokiego popytu Albania musi zaopatrywać się w energię elektryczną na rynkach międzynarodowych (jest to najczęściej energia wytwarzana z paliw kopalnych i po

<sup>1</sup> IRENA, *Renewables, Readiness, Assessment. The Republic of Albania*, March 2021, [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/March/IRENA\\_RRA\\_Albania\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/March/IRENA_RRA_Albania_2021.pdf), s. 17 [5.05.2023].

<sup>2</sup> A. Taylor, *Albania close to EU average in renewable energy use*, Euractiv, 8.02.2023, <https://www.euractiv.com/section/politics/news/albania-close-to-eu-average-in-renewable-energy-use/> [5.05.2023].



wyższych cenach)<sup>3</sup>. Taka sytuacja powoduje, że Albania w samym 2022 r. za import energii elektrycznej zapłaciła 503 mln EUR. Natomiast zysk z eksportu krajowej generacji energii elektrycznej wyniósł zaledwie 38 mln EUR. Jest to konsekwencją różnicy pomiędzy ceną energii eksportowanej, która w 2022 r. była niższa (średnio 174 EUR za MWh), a ceną energii importowanej (średnio 305 EUR za MWh). Głównym dostawcą energii elektrycznej w Albanii była firma EFT AG<sup>4</sup>. W związku z tym KESH (Korporata Elektroenergjitiqe Shqiptare), największa państwowa firma wytwarzająca energię elektryczną, mogąca w najlepszych warunkach klimatycznych zaspokoić ok. 75% krajowego popytu, zapowiedziała przeprowadzenie rozmów z zagranicznymi dostawcami w sprawie podpisania umów na zakup energii elektrycznej na okres od roku do trzech, a nawet pięciu lat. Import zdecydowanie wyższej cenowo energii elektrycznej wpływa negatywnie na finanse państwa. W tych uwarunkowaniach Albania potrzebuje znaczących inwestycji (przede wszystkim zagranicznych) w celu wykorzystania pozostałych nośników energii (głównie odnawialnych źródeł energii), ale także po to, by modernizować już istniejące elektrownie wodne.

Największe elektrownie wodne w Albanii znajdują się w miejscowościach: Puka (Kuman), Tropoje (Fierzë) oraz Szkodra (Vau i Dejës) i są usytuowane na północy kraju. W miejscowości Vlora (południe Albanii) znajduje się również elektrownia oparta na wykorzystaniu spalania ropy naftowej oraz gazu ziemnego. Rząd Albanii planuje ponadto rozpocząć prace nad budową kolejnej dużej hydroelektrowni – Skavica. Pomysł ten budzi jednak wątpliwości. Przeciwnicy budowy elektrowni (oraz kolejnej tamy) zwracają uwagę, że stanowi ona zagrożenie dla środowiska naturalnego i może doprowadzić do zatopienia części gospodarstw domowych.

<sup>3</sup> Ibidem.

<sup>4</sup> *BIRN: Albania spent 500 million euros on energy imports last year*, Politiko, 6.04.2023, <https://politiko.al/english/e-tjera/brn-shqiperia-shpenzoi-500-milione-euro-per-import-energie-vitin-e-kal-i479339#:~:text=Albania%20imported%201.4%20billion%20kWh,than%20the%20price%20of%20import> [6.05.2023].





W Albanii w ostatnich latach zauważalny jest wzrost inwestycji, aczkolwiek wciąż powolny, w energię wiatrową i słoneczną. Na przykład norweska firma Statkraft realizuje projekt budowy pływającej elektrowni słonecznej na zbiorniku Banja w południowo-wschodniej Albanii. Inną tego typu inwestycją jest elektrownia słoneczna budowana przez francuską firmę Voltalia. Ta sama firma rozpoczęła także prace nad budową parku fotowoltaicznego Karavasta, który ma być największym tego typu przedsięwzięciem na Bałkanach<sup>5</sup>. Plany rozwoju farm wiatrowych dotyczą także budowy tego typu instalacji niedaleko miasta Lezha i na półwyspie Karaburun. Natomiast firma KESH zainteresowana jest budową elektrowni hybrydowych, a przykładem tego typu inwestycji są elektrownie Vau i Dejës (połączenie energii wodnej i słońca). Plany związane z szerszym wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii przewidują również wsparcie finansowe dla prywatnych gospodarstw na instalację kolektorów słonecznych. W Albanii zauważalny jest też potencjał wytwarzania energii elektrycznej z biomasy, a tego typu projekt jest realizowany w Lezhy i ma powstać do 2026 r.

## 2. Baza surowcowa

W Albanii wydobywane są różne surowce mineralne, w tym m.in. rudy chromu, miedzi i żelaza, niklu, piaskowca, węgla oraz boksyty, a także ropa naftowa, chociaż w tym przypadku istniejący potencjał nie jest w pełni wykorzystywany. Wysokie koszty eksploatacji złóż ropy naftowej powodują, że produkcja zaspokaja jedynie 2% krajowych potrzeb. Państwowe przedsiębiorstwo Albpetrol, które zajmuje się wydobyciem, produkcją i handlem ropą naftową, szacuje poziom zasobów ropy naftowej na poziomie ok. 120 mln baryłek, a gazu ziemnego na poziomie 5,7 mld m<sup>3</sup>. Jednym z największych złóż ropy naftowej w Europie jest Patos-Marinza

<sup>5</sup> J. Harper, *Albania begins to harness the power of the sun*, DW, 20.07.2022, <https://www.dw.com/en/albania-begins-to-harness-the-power-of-the-sun/a-62526254> [6.05.2023].



(znajdujące się w pobliżu miasta Fier, na południu kraju)<sup>6</sup>. Ważnym producentem ropy naftowej w Albanii jest firma Bankers Petroleum (akcjonariat z Chin). W poszukiwanie i wydobywanie ropy naftowej jest zaangażowane także przedsiębiorstwo Shell. W 2022 r. spółka ogłosiła, że jest bliska ważnego odkrycia złóż ropy naftowej, przy czym ostatecznie nie nastąpiło oficjalne zaprezentowanie wyników poszukiwań.

W Albanii funkcjonują łącznie trzy niewielkie rafinerie ropy naftowej, które wymagają modernizacji. Dwie kluczowe rafinerie w Ballsh i Fier mają zdolność przerobową wynoszącą odpowiednio 1 mln ton rocznie i 5 mln ton rocznie. W 2017 r. w pobliżu Elbasan rozpoczęła działalność trzecia rafineria, o rocznej zdolności przerobowej wynoszącej 0,5 mln ton rocznie. W Albanii wydobywanie ropy naftowej kształtuje się na poziomie ok. 1,15 mln ton rocznie, przy czym większość surowca jest eksportowana, a 20% jest wykorzystywane na potrzeby rafinerii krajowych<sup>7</sup>. W tych uwarunkowaniach krajowe zapotrzebowanie na paliwa jest pokrywane importem<sup>8</sup>. W Albanii ma miejsce także wydobywanie gazu ziemnego, przy czym na niewielką skalę, a surowiec jest wykorzystywany głównie do zatłaczania do złóż ropy naftowej oraz w przemyśle rafineryjnym.

### 3. Infrastruktura importowa

Przez terytorium Albanii przechodzi jeden z ważniejszych gazociągów w Europie – Gazociąg Transadriatycki (Trans-Adriatic Pipeline, TAP), który umożliwi import gazu ziemnego z Azerbejdżanu do

<sup>6</sup> *Albania – Oil and Gas*, Privacy Shield Framework, <https://www.privacyshield.gov/article?id=Albania-Oil-and-Gas#:~:text=Albania%20has%20two%20coastal%20oil,Durres%2C%20and%20Petrolifera%20in%20Vlora> [6.05.2023].

<sup>7</sup> M. Biljanoski, *Albanian oil will solve the energy problems of the whole of Europe!?*, Sloboden Pечат, <https://www.slobodenpecat.mk/en/albanskata-nafta-kje-gi-reshi-energetskite-problemi-na-cela-evropa/> [6.05.2023].

<sup>8</sup> *Albania – Oil and Gas*, Privacy Shield Framework, <https://www.privacyshield.gov/article?id=Albania-Oil-and-Gas#:~:text=Albania%20has%20two%20coastal%20oil,Durres%2C%20and%20Petrolifera%20in%20Vlora> [6.05.2023].



Europy. Jest to element Południowego Korytarza Gazowego. Wojna na Ukrainie sprawiła, że wiele państw w Europie Środkowej i Wschodniej podjęło aktywne działania na rzecz dywersyfikacji źródeł oraz kierunku importu gazu ziemnego. W ramach tego procesu w 2023 r. były kontynuowane działania w kierunku budowy Gazociągu Jońsko-Adriatyckiego (Ionian Adriatic Pipeline, IAP). W przyszłości tego typu infrastruktura będzie mogła zostać przyłączona do gazociągu TAP (celem projektu jest zapewnienie dostaw surowca do Albanii i innych państw w regionie, a więc Bośni i Hercegowiny oraz Chorwacji, zarówno z Azerbejdżanu, jak i z terminali regazyfikacyjnych w Grecji oraz Turcji). Zgodnie z planami gazociąg IAP, który ma zostać połączony z gazociągiem TAP w pobliżu miasta Fier w Albanii, ma w przyszłości umożliwić dostawy gazu ziemnego do Kosowa przez planowany gazociąg Alkogap.

W 2021 r. rząd Albanii podpisał z amerykańskimi koncernami Excelerate Energy i ExxonMobil umowę dotyczącą projektu pływającego terminalu regazyfikacyjnego w porcie we Vlorze<sup>9</sup>. W 2022 r., w celu rozwoju tego projektu, współpracę w tym zakresie zawarły ze sobą rządy Albanii i Kosowa, a także Macedonii Północnej. Projekt niewątpliwie ma przyczynić się do dywersyfikacji źródeł oraz kierunków dostaw gazu ziemnego nie tylko do Albanii, ale także do innych państw na Bałkanach i wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne regionu.

Do importu paliw w Albanii są wykorzystywane – oprócz dostaw lądowych – również dwa terminale paliwowe: Porto Romano w Durrës i La Petrolifera Italo Albanese we Vlorze. Każdy z nich ma możliwość magazynowania różnych paliw, a więc zarówno gazu płynnego (LPG), benzyny, oleju napędowego, jak i innych produktów.

---

<sup>9</sup> S. Pekic, *Excelerate, ExxonMobil to run Albania LNG terminal study*, Offshore Energy, 15.03.2021, <https://www.offshore-energy.biz/excelerate-exxonmobil-to-run-albania-lng-terminal-study/> [7.05.2023].



## 4. Założenia polityki energetycznej

35

Zgodnie z przyjętą na lata 2018-2030 Narodową Strategią Energetyczną (Strategjia Kombëtare e Energjisë 2018-2030)<sup>10</sup> kluczowym wyzwaniem z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Albanii jest zintensyfikowanie działań w obszarze rozwoju odnawialnych źródeł energii, w tym przede wszystkim energii słonecznej, wiatrowej, biomasy, ale także mniejszych elektrowni wodnych.

Jednocześnie rząd Albanii postawił sobie za cel ograniczenie wpływu sektora energetycznego na środowisko, w tym przede wszystkim zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych. Mając na względzie krajowe bezpieczeństwo energetyczne, Albania zamierza również maksymalnie wykorzystać gazociąg TAP oraz projekt gazociągu IAP, a także w przyszłości gazociąg łączący ją z Kosowem. W ramach sektora elektroenergetycznego celem jest redukcja strat technicznych i nietechnicznych w dystrybucji energii elektrycznej do 10% w 2030 r. Albański rząd zakłada także intensyfikację w obszarze efektywności energetycznej w perspektywie do 2030 r., która powinna wynieść 15%. W celu realizacji oczekiwanych, wyznaczonych w strategii celów niezbędne będą m.in. modernizacja i rozbudowa krajowej sieci dystrybucji gazu ziemnego.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Stojącym przed Albanią w najbliższych latach niezwykle ważnym wyzwaniem będzie dokonanie zmiany struktury bilansu energetycznego w taki sposób, aby nie być uzależnionym od energetyki wodnej w kontekście procesu wytwarzania energii elektrycznej. Będzie to możliwe dzięki inwestycjom mającym na celu rozwój innych odnawialnych źródeł energii, a więc przede wszystkim energetyki słonecznej oraz wiatrowej. W tych

<sup>10</sup> Ministria e Energjisë dhe Industrisë, *Prezantohet Strategjia Kombëtare e Energjisë Shqipëria 2030*, 26.03.2018, <https://www.infrastruktura.gov.al/prezantohet%20strategjia%20kombetare%20e%20energjisë%20shqiperia%202030/> [7.05.2023].



uwarunkowaniach oddziaływanie zmian klimatu na sektor energetyczny Albanii byłoby ograniczone. Niemniej do realizacji celów związanych z transformacją energetyczną niezbędne będą środki finansowe, których rząd w Tiranie będzie poszukiwał w ramach inwestycji zagranicznych. Natomiast ich pozyskanie będzie łatwiejsze po uproszczeniu biurokracji, która obecnie nie zachęca prywatnych inwestorów do realizowania projektów inwestycyjnych. Jednocześnie niewątpliwie istotnym wyzwaniem dla Albanii będzie również rozwój rynku samochodów z silnikami alternatywnymi do spalinowych. Pomimo zniesienia opłat za rejestrację takich pojazdów, liczba samochodów elektrycznych w Albanii jest wciąż niewielka i nie stanowi nawet 1% wszystkich samochodów zarejestrowanych w tym państwie. Kluczowym wyzwaniem w tym względzie będzie liczba dostępnych punktów ładowania. W przyszłości władze będą musiały zwiększyć środki finansowe na rozwój takiej infrastruktury, co jest niezbędne w ramach procesu zwiększania liczby samochodów elektrycznych.



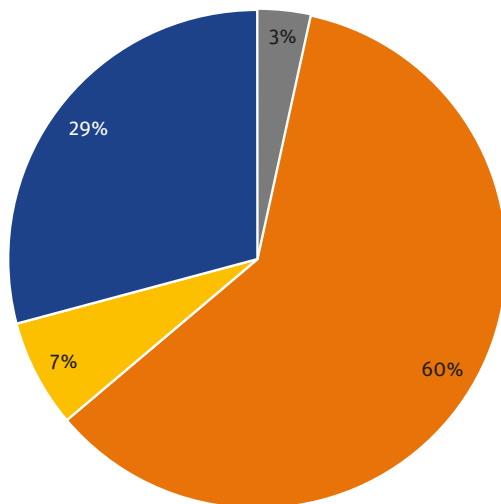


Andrzej Szabaciuk

# Republika Białorusi

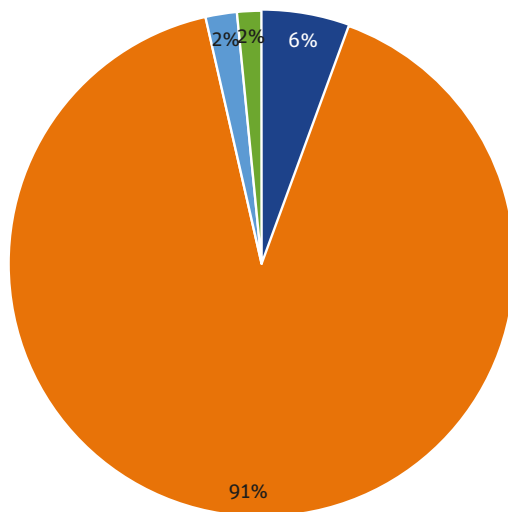


Struktura zużycia energii pierwotnej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Biopaliwa i odpady ■ Ropa naftowa

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



■ Ropa naftowa ■ Gaz ziemny ■ OZE ■ Inne

Uwaga: dane z 2020 r.

Uwaga: dane nie obejmują oddanej do eksploatacji w 2020 r. elektrowni jądrowej w Ostrowcu.





## 1. Struktura bilansu energetycznego

Białoruś jest jednym z państw poradzieckich najbardziej zależnych od importu surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej, co stanowi bezpośrednio konsekwencję uwarunkowań politycznych, gospodarczych oraz infrastrukturalnych. Niewątpliwie żadna inna była republika Związku Radzieckiego nie jest tak mocno zintegrowana politycznie z Rosją, z którą Białoruś tworzy wspólnie Państwo Związkowe. Razem wchodzi też w skład Eurazjatyckiej Unii Gospodarczej. Dodatkowo Białoruś należy do najbardziej uzależnionych energetycznie państw na świecie (jedynie 17% zapotrzebowania na energię jest zaspokajane w ramach produkcji krajowej)<sup>1</sup>. Dostęp do tanich surowców energetycznych z Rosji i chłonnego rynku odcisnął swoje piętno na sytuacji gospodarczej państwa oraz przyczynił się do pogłębienia zależności ekonomicznej i politycznej Białorusi od Federacji Rosyjskiej. Przez ostatnie dekady władze Białorusi zrobiły niewiele, aby ten stan zmienić.

W strukturze zużycia energii pierwotnej dominującą rolę odgrywa gaz ziemny (60%), następnie ropa naftowa (29%), węgiel (3%) oraz odnawialne źródła energii (0,2%). Przemysł białoruski jest odbiorcą 36% wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła (głównie sektor petrochemiczny i maszynowy). Do czasu budowy Elektrowni Jądrowej w Ostrowcu niemal cała energia elektryczna wytwarzana w kraju pochodziła z gazu ziemnego (91%)<sup>2</sup>. Sytuacja miała ulec zmianie z chwilą wybudowania elektrowni jądrowej. Okazało się jednak, że uruchomiony 7 listopada 2020 r. pierwszy blok elektrowni w Ostrowcu przez długi czas częściej był serwisowany, niż pracował (w latach 2020-2022 wytworzył niewiele ponad 50% planowanej rocznej produkcji energii). Przy tym w dniach, kiedy blok pracował bez awarii, był w stanie zaspokoić nawet do 25% zapotrzebowania na energię elektryczną państwa, co pozwalało znacznie obniżyć zużycie gazu ziemnego. Jeszcze w maju 2023 r. w oddanych do eksploatacji dwóch blokach elektrowni

<sup>1</sup> Энергетический баланс Республики Беларусь, Национальный статистический комитет Республики Беларусь, Минск 2021, s. 24.

<sup>2</sup> Belarus energy profile, International Energy Agency, April 2020, s. 3-15.



reaktory pracowały w minimalnym wymiarze i prowadzone były przy nich prace naprawcze oraz wdrożeniowe<sup>3</sup>.

41

## 2. Baza surowcowa

Skala uzależnienia Białorusi od Federacji Rosyjskiej jest ogromna, ponieważ niemalże całość dostarczanego gazu ziemnego i ropy naftowej pochodzi z tego państwa (część paliw wytworzonych w krajowych rafineriach jest reeksportowana do Rosji, natomiast przed 2020 r. – przede wszystkim do państw Unii Europejskiej i na Ukrainę). Dodatkowo surowiec do produkcji paliwa jądrowego w Elektrowni Jądrowej w Ostrowcu (głównie uran) pochodzi również z Rosji (głównym konstruktorem projektu jest Atomstrojeksport, a zarządcą Rosatom), co pogłębia zależność energetyczną Białorusi od tego państwa.

Główną przyczyną dużej zależności energetycznej Białorusi od importu surowców energetycznych jest jej niezwykle uboga baza surowcowa. Na Białorusi krajowe wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego jest niewielkie i wynosi odpowiednio 1,8 mln ton rocznie (produkcja ma miejsce w 10 lokalizacjach) oraz 0,2 mld m<sup>3</sup> rocznie. Wydobycie prowadzone jest przez firmę Beltopgaz oraz koncern BelNeftechim, zrzeszający ok. 80 przedsiębiorstw. W przypadku ropy naftowej surowiec jest wydobywany głównie w rejonie Aulakogenu Prypeci, w obwodzie homelskim i mohylewskim, natomiast gaz ziemny jest surowcem towarzyszącym wydobyciu ropy naftowej. Na Białorusi nie jest wydobywany węgiel kamienny ani brunatny, natomiast na mniejszą skalę wykorzystywany jest torf, którego średnie wydobycie roczne wynosi 2,5 mln ton. Nie jest on przydatny w energetyce, natomiast znajduje zastosowanie do celów grzewczych (m.in. szkoły, szpitale, przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe)<sup>4</sup>.

<sup>3</sup> Д. Бернштейн, *Почему Белорусскую АЭС так надолго отключают?*, Deutsche Welle, <https://www.dw.com/ru/pocemu-belorusskuu-aes-tak-nadolgo-otklucaut/a-63955393> [28.07.2023].

<sup>4</sup> *Энергетический баланс Республики...*, s. 35-59.



### 3. Infrastruktura importowa

Białoruś jest państwem, przez które przechodzą kluczowe rurociągi, przez dekady dostarczające surowce energetyczne do państw Unii Europejskiej, a przede wszystkim do Europy Środkowej. To jest także jedna z kluczowych przyczyn podejmowanych prób podporządkowania sobie Białorusi przez Federację Rosyjską. W latach 2007-2011 władze Rosji, wykorzystując trudną sytuację gospodarczą Białorusi, pogłębioną przez kryzys finansowy z 2008 r., przejęły kontrolę nad siecią rurociągów transportujących gaz ziemny na Białoruś i tranzytem do państw Unii Europejskiej. Obecnie operatorem sieci gazociągów na terytorium tego państwa jest Gazprom Transgaz Białoruś (spółka córka Gazpromu). W 2020 r. przez terytorium Białorusi przetransportowano ponad 39 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Z tytułu opłat tranzytowych do budżetu Białorusi trafiło ok. 360 mln USD.

Pozycję Białorusi jako głównego państwa tranzytowego dla surowców energetycznych z Rosji do Europy podkopała dopiero pełnoskalowa agresja Federacji Rosyjskiej na Ukrainę po 24 lutego 2022 r. W odpowiedzi na nakładane przez Unię Europejską, Stany Zjednoczone oraz ich sojuszników sankcje, Rosja starała się wymóc na odbiorcach w Unii Europejskiej opłaty za gaz ziemny w rosyjskich rublach. Część państw przez pewien czas godziła się na ten warunek. Dodatkowo Polska zdecydowała się nie przedłużać umowy na tranzyt gazu przez Gazociąg Jamalski, która kończyła się w 2022 r., a Rosja w odpowiedzi na brak zgody na zapłatę za gaz ziemny w rublach wstrzymała w dniu 27 kwietnia 2022 r. dostawy gazu ziemnego tym rurociągiem.

Przez terytorium Białorusi przechodzi też ważny system rurociągów dostarczających ropę naftową do państw Unii Europejskiej – Przyjaźń. Operatorem rurociągu jest białoruskie przedsiębiorstwo państwowe Homeltransnieft Družba, które koordynuje tranzyt ropy naftowej do Unii Europejskiej przez terytorium tego państwa. Do tej pory średni roczny tranzyt ropy naftowej przez Białoruś wynosił 65 mln ton. Sytuację zmieniły sankcje nałożone na Rosję w grudniu 2022 r., które uniemożliwiły transport ropy naftowej rurociągiem Przyjaźń nitką północną (do Polski



i Niemiec) oraz ustanowiły limit cenowy na rosyjską ropę naftową w wysokości 60 USD za baryłkę. Tego typu sankcje przyczynią się w kolejnych latach do znacznego ograniczenia transportu ropy naftowej z Rosji przez terytorium Białorusi.

Na Białorusi usytuowane są dwie stosunkowo nowoczesne rafinerie – w Mozyrzju i Nowopołocku – o łącznych zdolnościach przerobowych wynoszących 24 mln ton ropy naftowej rocznie, przy krajowym zapotrzebowaniu na poziomie 7-8 mln ton. Do sfałszowanych wyborów prezydenckich w 2020 r. znaczna część wytwarzanych w tych zakładach paliw trafiała na rynek państw Unii Europejskiej oraz przede wszystkim na Ukrainę. Sankcje nałożone na reżim Alaksandra Łukaszenki oraz agresja Rosji na Ukrainę zmusiły Białoruś do drastycznego ograniczenia produkcji do 4,3 mln ton w rafinerii w Nowopołocku i 5 mln ton w rafinerii w Mozyrzju, co przyczyniło się też do istotnego pogorszenia sytuacji gospodarczej państwa<sup>5</sup>.

## 4. Założenia polityki energetycznej

Jednym z kluczowych założeń polityki energetycznej Białorusi jest ograniczenie energochłonności gospodarki zarówno w przemyśle, jak i w sektorze prywatnym, a jednocześnie zabezpieczenie przemysłu oraz odbiorców indywidualnych w niezbędną energię elektryczną, gwarantującą rozwój państwa. Władze Białorusi dążą też do ograniczenia zależności państwa od importu surowców energetycznych, a przede wszystkim wytwarzanej energii elektrycznej z gazu ziemnego. W tym celu postulowane są: rozwój energetyki jądrowej (co obecnie ma miejsce mimo problemów technicznych związanych z funkcjonowaniem dwóch reaktorów jądrowych w elektrowni w Ostrowcu), rozwój energetyki wodnej oraz zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej z innych źródeł (biomasa, odnawialne

<sup>5</sup> *Белорусские НПЗ значительно снизили переработку нефти из-за санкций*, Интерфакс, <https://www.interfax.ru/business/833718> [28.07.2023].



źródła energii). Co ciekawe, obecnie w koncepcjach polityki energetycznej Białorusi praktycznie nie podnosi się kwestii dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych ani zmniejszenia uzależnienia energetycznego tego państwa od dostaw z Rosji.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

5. Praktycznie od rozpadu Związku Radzieckiego jednym z kluczowych wyzwań energetycznych Białorusi jest uniezależnienie się od dostaw surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej. Jest to o tyle istotne, że Rosja wykorzystuje zależność energetyczną w celu pogłębiania zależności gospodarczej i politycznej państw poradzieckich. Białoruś jest jednym z państw najbardziej uzależnionych od importu surowców. W 2020 r. podejmowano próby dywersyfikacji kierunków dostaw ropy naftowej poprzez Ukrainę i Litwę (import ropy naftowej m.in. z Azerbejdżanu, Arabii Saudyjskiej, Norwegii). Działania te miały jednak przede wszystkim charakter symboliczny i stanowiły kartę przetargową w negocjacjach z Federacją Rosyjską, dotyczących kontraktów na dostawy ropy naftowej i gazu ziemnego. W przypadku zależności od gazu ziemnego rozwiązaniem miała być budowa elektrowni jądrowej w Ostrowcu, która miała zaspokajać do 50% zapotrzebowania na energię elektryczną. Po sfałszowanych wyborach prezydenckich w 2020 r. Białoruś zaprzestała podejmowania prób dywersyfikacji dostaw ropy naftowej i zgodziła się na warunki Federacji Rosyjskiej. Problemy z uruchomieniem elektrowni w Ostrowcu na razie utrudniają realizację planu znaczącego obniżenia zużycia gazu ziemnego importowanego z Rosji. Pomoc udzielona reżimowi Alaksandra Łukaszenki w tłumieniu niepokojów społecznych oraz pośredni udział w agresji Rosji na Ukrainę pogłębiły zależność Białorusi od tego państwa w sferze politycznej, gospodarczej i energetycznej. Dalszy przebieg wojny będzie miał kluczowe znaczenie z punktu widzenia przyszłości Białorusi, także w aspekcie jej zależności energetycznej od Federacji Rosyjskiej.



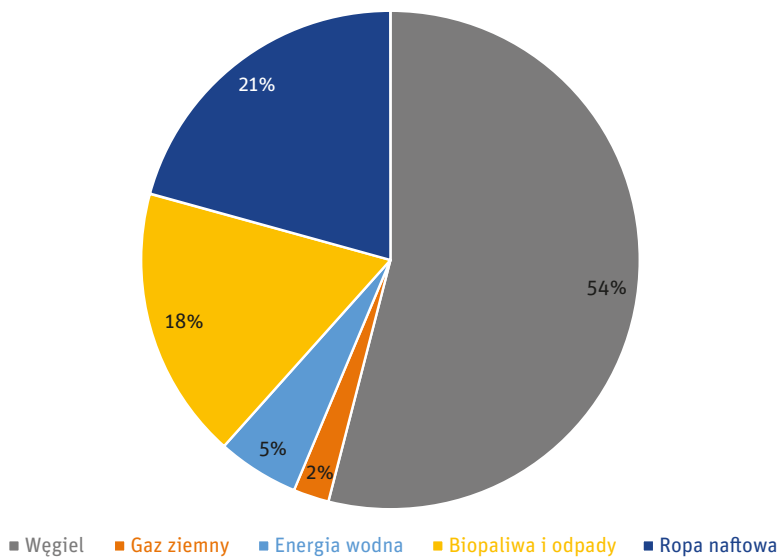


Anna Jagiełło-Szostak

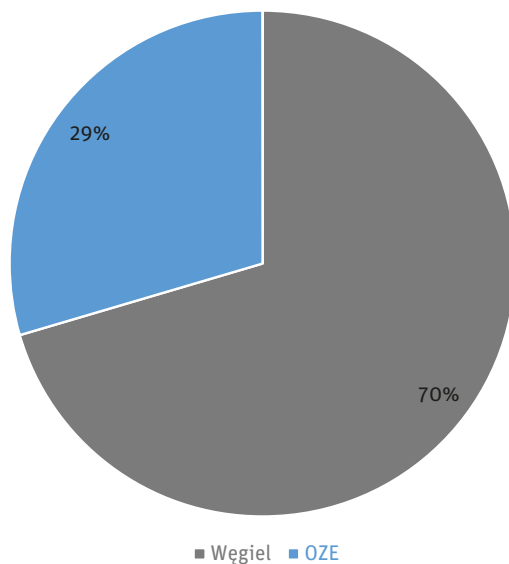
# Bośnia i Hercegowina



Struktura zużycia energii pierwotnej



Struktura wytwarzania energii elektrycznej



Uwaga: dane z 2021 r.





## 1. Struktura bilansu energetycznego

Sektor energetyczny w Bośni i Hercegowinie jest oparty na węglu, wspieranym przez odnawialne źródła energii (elektrownie wodne, elektrownie wiatrowe i elektrownie słoneczne). W strukturze zużycia energii pierwotnej (TES) kluczową rolę odgrywa węgiel (ok. 54%), ale uwzględniając strukturę wytwarzania energii elektrycznej, obok węgla (70%) duże znaczenie mają także energia wodna (27%) oraz częściowo wiatrowa (2%)<sup>1</sup>. Oczekuje się, że w kolejnych latach będzie postępować dalszy wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym. Bośnia i Hercegowina jest dużym wytwórcą energii elektrycznej i jedynym eksporterem netto energii w regionie Bałkanów Zachodnich, a tym samym państwo to jest samowystarczalne w tym zakresie. Największe zapotrzebowanie na energię jest generowane ze strony gospodarstw domowych (45%), przemysłu (28,1%), a następnie budownictwa, transportu i rolnictwa (26%)<sup>2</sup>.

Istotną kwestią związaną z funkcjonowaniem systemu energetycznego w Bośni i Hercegowinie (co nastąpiło po wojnie 1992-1995) jest istnienie trzech przedsiębiorstw, których geograficzny zakres działania jest rozgraniczony wzdłuż linii geograficzno-etnicznych. Trzy państwowe przedsiębiorstwa wytwarzające i dystrybuujące energię elektryczną to: spółka Elektroprivreda BiH (EPBiH), w której 90,37% kapitału należy do Federacji Bośni i Hercegowiny, a 9,63% do mniejszych akcjonariuszy, przedsiębiorstwo Elektroprivreda Republike Srpske (ERS), należące do rządu Republiki Serbskiej, oraz firma Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosna (EPHZHB), która jest własnością rządu Federacji Bośni i Hercegowiny (90%) i innych akcjonariuszy (10%). Ponieważ firmy zostały utworzone zgodnie z liniami geograficzno-etnicznymi, a nie pod kątem technicznym, istnieją

<sup>1</sup> Statista, <https://www.statista.com/statistics/1234901/bosnia-and-herzegovina-distribution-of-electricity-production-by-source/> [29.04.2023].

<sup>2</sup> Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine, *Statistika energije*, 9.12.2022, godina XIV br 14, [https://bhas.gov.ba/data/Publikacije/Saopštenja/2022/ENE\\_03\\_2021\\_Y1\\_1\\_BS.pdf](https://bhas.gov.ba/data/Publikacije/Saopštenja/2022/ENE_03_2021_Y1_1_BS.pdf) [14.04.2023].



między nimi znaczne różnice w prowadzeniu polityki energetycznej. Tym samym często działania inwestycyjne są nieskoordynowane i niespójne. Tego typu przykładem jest brak zgody przedstawicieli partii Chorwackiej Wspólnoty Demokratycznej w Bośni i Hercegowinie (HDZ BiH) na budowę gazociągu łączącego Bośnię i Hercegowinę z Chorwacją (projekt Southern Gas Interconnection), jeśli operatorem infrastruktury miałaby zostać firma BH-Gas z Sarajewa, należąca do Federacji Bośni i Hercegowiny, ze względu na jej niewłaściwą strukturę etniczną.

## 2. Baza surowcowa

Najważniejszymi surowcami energetycznymi wykorzystywanymi w Bośni i Hercegowinie są węgiel kamienny i brunatny, których to państwo ma duże zasoby. Największe złoża węgla kamiennego znajdują się w rejonie Tuzli i Zenicy (FBiH). Kopalnie węgla to Banovići i Zenica (FBiH) oraz Đurđevik w Republice Serbskiej. Z kolei największymi kompleksami energetycznymi są elektrociepłownia Kakanj oraz Tuzla (EPBiH). W Republice Serbskiej węgiel brunatny jest eksploatowany w trzech lokalizacjach: Gacko, Ugljevik i Stanari. Bośnia i Hercegowina ma niewielkie zasoby ropy naftowej i jest uzależniona od importu paliw. Jednocześnie państwo to nie dysponuje zasobami gazu ziemnego, więc dostawy opierają się na imporcie.

Ze względu na swoje położenie geograficzne i środowiskowe Bośnia i Hercegowina ma bardzo duży potencjał, jeśli chodzi o wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, a więc energii słonecznej, wiatrowej oraz wodnej. W ostatnich latach zainstalowano wiele paneli słonecznych na dachach domów mieszkalnych i budynków komercyjnych. Natomiast pod względem energetycznym obszar dorzecza rzeki Neretwy jest kluczowy dla zwiększenia mocy hydroenergetycznych. Pod zarządem spółki EPBiH znajdują się trzy hydroelektrownie: Jablanica, Grabovica i Salakovac, zlokalizowane w kantonie hercegovačko-neretvanskim. Spółka EPHZHB posiada siedem elektrowni wodnych: Rama, Čapljina, Mostar, Jajce I, Jajce II, Peć Mlini i Mostarsko blato. Z kolei spółka ERS posiada pięć zakładów zajmujących



się wytwarzaniem energii elektrycznej: hydroelektrownie na Trebišnjicy, Drinie, Vrbas, a także kopalnię i elektrociepłownię Gacko i Ugljevik.

### 3. Infrastruktura importowa

Bośnia i Hercegowina jest uzależniona od importu surowców energetycznych, w tym przede wszystkim gazu ziemnego, ropy naftowej oraz paliw. W 2021 r. zużycie i import gazu ziemnego wyniosły 250 mln m<sup>3</sup> i były realizowane poprzez gazociąg Turkish Stream (punkt w Karakaj koło Zvornika)<sup>3</sup>. W ostatnich latach Bośnia i Hercegowina rozwinęła swoją infrastrukturę do regazyfikacji gazu ziemnego. W 2018 r. otwarto instalację LNG w Bosanskim Brodzie, która umożliwia import gazu ziemnego w formie skroplonej i jego przetwarzanie na gaz ziemny, który może być wykorzystywany do celów przemysłowych oraz energetycznych. Bośnia i Hercegowina stara się zdywersyfikować źródła dostaw tego surowca i od 2020 r. współpracuje w tym zakresie z Chorwacją. Do 2024 r. planowana jest budowa łącznika gazowego z Chorwacją, który umożliwiłby import gazu ziemnego z terminalu regazyfikacyjnego na wyspie Krk (projekt Southern Gas Interconnection). Chorwacko-bośniacki projekt ma być dofinansowany przez Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju oraz amerykańską Agencję ds. Rozwoju Międzynarodowego (USAID).

Importowana niemal w całości ropa naftowa wykorzystywana jest do produkcji benzyn, oleju napędowego i innych paliw w rafinerii w Brodzie (zdolność przerobowa wynosi 0,025 mln ton rocznie). Największymi dostawcami tego surowca do Bośni i Hercegowiny są państwa z Bliskiego Wschodu, a także Rosja. Surowiec jest dostarczany poprzez rurociągi biegnące przez Chorwację i Serbię. Dostawy surowca do rafinerii odbywają się poprzez rurociąg Adria oraz rurociąg Bosanski Brod-Jaša Tomić, który

<sup>3</sup> *Historija djelatnosti transporta gasa u BiH*, BH-GAS, <https://www.bh-gas.ba/historija-djelatnosti-transporta-gasa-u-bih/> [20.04.2023].



przesyła ropę naftową z rafinerii w Brodzie do zakładu w Modričy, będącego własnością spółki Rafinerija nafte Brod-Modriča. Jedyna rafineria ropy naftowej w Brodzie należy do rządu Republiki Serbskiej. Zakład współpracuje z firmą Zarubezhneft<sup>4</sup>, która jest w 100% państwową rosyjską spółką naftowo-gazową.

Biorąc pod uwagę rynek detaliczny, stacje paliw znajdują się w rękach państwowych i prywatnych. Jedną z największych sieci stacji paliw posiada spółka Energopetrol, której od 2018 r. właścicielami są: firma INA z Chorwacji<sup>5</sup> (88,65%) oraz rząd Federacji Bośni i Hercegowiny (7,60%). Spółka ma ponad 90 stacji paliw na terytorium całego państwa. Drugą co do wielkości sieć posiada firma BH-Gas, która obsługuje ok. 70 stacji paliw i skupia się głównie na dystrybucji gazu płynnego (LPG). Na rynku działają także mniejsze przedsiębiorstwa, takie jak prywatna firma Hifa Oil (działa głównie na terenie Republiki Serbskiej), która ma ok. 40 stacji, oraz Petrol BH Oil Company, która na terenie całego kraju posiada ponad 40 stacji paliw (należą one do słoweńskiego państwowego koncernu naftowego). Także rosyjska firma Gazprom posiada sieć ponad 30 stacji paliw, ulokowanych głównie w Republice Serbskiej.

## 4. Założenia polityki energetycznej

Specyfiką Bośni i Hercegowiny jest zróżnicowany zakres kompetencyjny poszczególnych elementów federacji. Instytucją odpowiedzialną za prowadzenie polityki energetycznej w Bośni i Hercegowinie jest Ministerstwo Handlu Zagranicznego i Współpracy Gospodarczej. Dodatkowo w Federacji Bośni i Hercegowiny funkcjonuje Federalne Ministerstwo Energii, Górnictwa i Przemysłu, a w Republice Serbskiej – Ministerstwo Przemysłu,

<sup>4</sup> Zarubezhneft, <https://www.zarubezhneft.ru/en/o-kompanii/> [20.04.2023].

<sup>5</sup> Węgierski MOL stał się strategicznym partnerem INA pod koniec lat 90. XX w. i po 2000 r., kupując 25% akcji INA. INA, <https://www.ina.hr/o-kompaniji/profil-kompanije/povijest/> [19.04.2023].



Energii i Górnictwa. W 2018 r. Bośnia i Hercegowina przyjęła Ramową strategię energetyczną Bośni i Hercegowiny do 2035 r.<sup>6</sup>

Polityka energetyczna państwa koncentruje się na kilku wymiarach. Po pierwsze, na zwiększeniu udziału odnawialnych źródeł energii poprzez wzrost wykorzystania energii wodnej, słonecznej oraz wiatrowej. Bośnia i Hercegowina (zarówno Republika Serbska, jak i Federacja Bośni i Hercegowiny) planuje inwestować w projekty dotyczące odnawialnych źródeł energii, jednak przy założeniu, że większość elektrowni węglowych będzie działać co najmniej do 2035 r. w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Po drugie, na poprawie efektywności energetycznej w sektorze budowlanym i przemysłowym, aby zmniejszyć zapotrzebowanie na energię elektryczną. Po trzecie, na modernizacji infrastruktury energetycznej. Po czwarte, na redukcji emisji gazów cieplarnianych poprzez zwiększenie udziałów odnawialnych źródeł energii i modernizację infrastruktury energetycznej. Po piąte, na wsparciu dla innowacji technologicznych w sektorze energetycznym, które mogą przyczynić się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych.

Ponadto ze względu na dążenia Bośni i Hercegowiny do uzyskania członkostwa w Unii Europejskiej państwo to jest zobowiązane do opracowania strategii odejścia od węgla. Jest również w trakcie prac nad Krajowym planem energetycznym i klimatycznym (KPEiK), zgodnie z przepisami Unii Europejskiej w zakresie efektywności energetycznej, odnawialnych źródeł energii, redukcji emisji gazów cieplarnianych, połączeń międzysystemowych oraz badań i innowacji<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> *Framework Energy Strategy of Bosnia and Herzegovina until 2035*, [http://www.mvteo.gov.ba/data/Home/Dokumenti/Energetika/19042022\\_Framework\\_Energy\\_Strategy\\_of\\_BiH\\_until\\_2035\\_ENG\\_FINAL.pdf](http://www.mvteo.gov.ba/data/Home/Dokumenti/Energetika/19042022_Framework_Energy_Strategy_of_BiH_until_2035_ENG_FINAL.pdf) [20.04.2023].

<sup>7</sup> *Bosnia and Herzegovina. Country Commercial Guide. Energy*, <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/bosnia-and-herzegovina-energy> [20.04.2023].



## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

53

Sektor energetyczny w Bośni i Hercegowinie stoi w obliczu znaczących wyzwań związanych z przestarzałą i nieefektywną infrastrukturą, problemami z ochroną środowiska oraz potrzebą dywersyfikacji źródeł energii. Bank Światowy szacuje, że sektor energetyczny tego państwa wymagałby inwestycji w wysokości ponad 6 mld USD na modernizację w sektorach wytwarzania energii i wydobywania surowców (kopalń)<sup>8</sup>. Kolejnym wyzwaniem jest niewystarczające wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. Rząd Bośni i Hercegowiny stara się promować rozwój tego typu technologii, ale wiele projektów jest opóźnionych z powodu braku środków finansowych i infrastruktury. Ponadto państwo to charakteryzuje wysoki wskaźnik zużycia energii na jednego mieszkańca, a wiele budynków i instalacji jest przestarzałych i ma niską efektywność energetyczną. Poprawa w tym zakresie jest zatem kluczowa dla zmniejszenia kosztów energii i zwiększenia konkurencyjności gospodarki. W kwestii administracyjnej widoczne są problemy z zarządzaniem sektorem energetycznym, który jest nadmiernie zdecentralizowany, co prowadzi do braku koordynacji i skuteczności działań. Dlatego też istotne jest wdrażanie nowych przepisów i ulepszanie współpracy międzynarodowej.

---

<sup>8</sup> Ibidem.

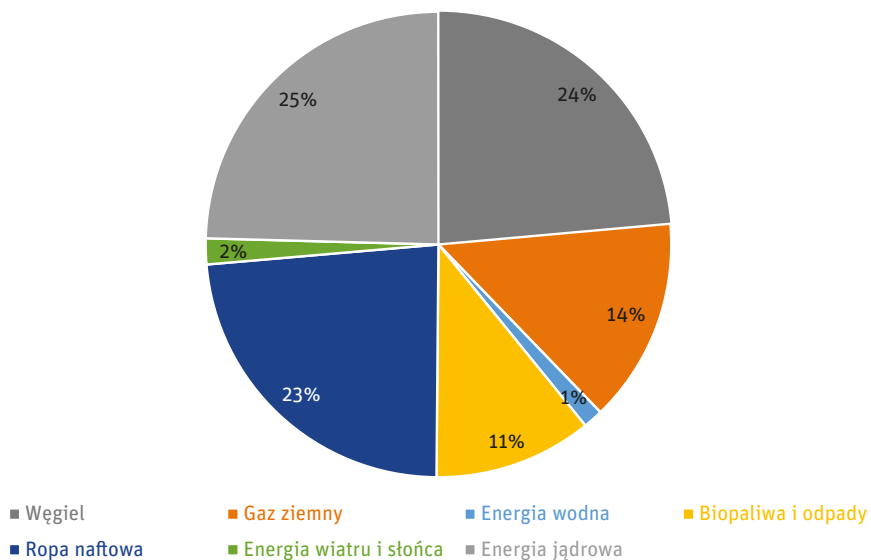


Spasimir Domaradzki, Jan Muš

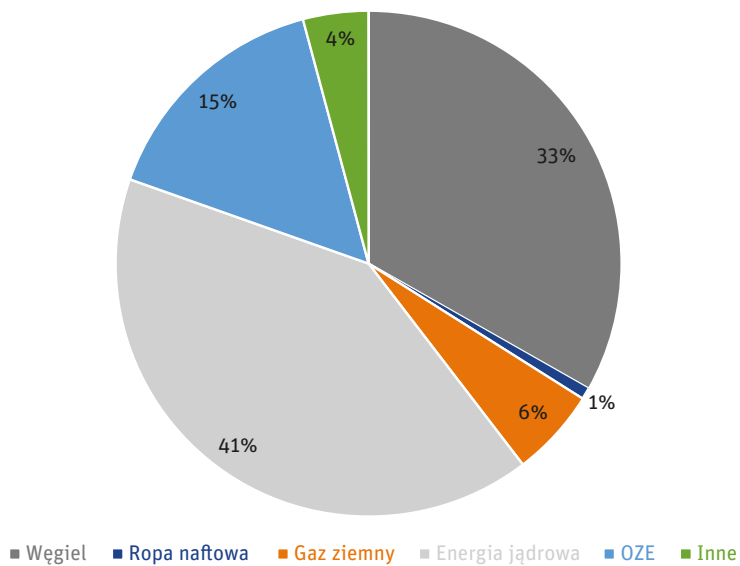
# Republika Bułgarii



Struktura zużycia energii pierwotnej



Struktura wytwarzania energii elektrycznej



Uwaga: dane z 2021 r.





## 1. Struktura bilansu energetycznego

Bezpieczeństwo energetyczne Bułgarii jest wypadkową struktury bilansu energetycznego, przy czym udział poszczególnych surowców w gospodarce jest zróżnicowany. Największą rolę w całkowitym zużyciu energii pierwotnej (TES) w Bułgarii odgrywa energia jądrowa (25%), następnie węgiel kamienny i brunatny (24%) oraz ropa naftowa (23%) i gaz ziemny (14%). Obecnie w strukturze bilansu energetycznego rola odnawialnych źródeł energii jest mała, ale sukcesywnie wzrasta (3%).

W odniesieniu do procesu wytwarzania energii elektrycznej w Bułgarii największą rolę odgrywają energia jądrowa (41%) oraz węgiel (33%). Tym samym bezpieczeństwo energetyczne w dalszym ciągu jest powiązane częściowo z funkcjonowaniem sektora węglowego. W odniesieniu do sektora jądrowego w chwili obecnej w Bułgarii funkcjonuje jedna elektrownia w Kozłoduj, która ma dwa reaktory (w przeszłości zostały tu zamknięte cztery reaktory, co wynikało z procesu przystąpienia Bułgarii do Unii Europejskiej). Dla Bułgarii proces transformacji energetycznej jest związany z potrzebą zarówno zmniejszenia udziału lub też wyeliminowania węgla z bilansu energetycznego, jak też zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii. Duże znaczenie technologii jądrowych powoduje, że w Bułgarii udział nośników energii niskoemisyjnych jest znaczący.

## 2. Baza surowcowa

Bułgaria ma duże zasoby gazu ziemnego, ale ze względu na wprowadzony w tym państwie zakaz stosowania technologii szczelinowania hydraulicznego nie są prowadzone prace w kierunku poszukiwań i eksploatacji pokładów złóż surowców energetycznych z formacji niekonwencjonalnych. Na chwilę obecną dozwolona jest jedynie eksploracja Morza Czarnego (m.in. złożo gazu ziemnego Galata). W różnych częściach państwa znajdują się zasoby węgla kamiennego i brunatnego. Natomiast w odniesieniu do ropy naftowej wydobywanie jest ograniczone, a pozyskiwany w tym państwie surowiec nie jest w stanie zaspokoić krajowego zapotrzebowania. Import ropy naftowej jest realizowany do rafinerii w Burgas, należącej do spółki



Lukoil (zakład Neftochim-Lukoil). Jest to największy producent i dystrybutor paliw na Półwyspie Bałkańskim.

Podstawowym surowcem wykorzystywanym w gospodarce jest węgiel kamienny (97%) i brunatny (3%). W Bułgarii ważną rolę w procesie wytwarzania energii elektrycznej odgrywa energia jądrowa, co zasadniczo wpływa na wskaźnik energetycznej zależności, który w przypadku tego państwa (poniżej 40%) jest o wiele mniejszy niż średnia państw Unii Europejskiej (+/-60%)<sup>1</sup>. Złóża węgla brunatnego zlokalizowane są głównie w zachodniej części kraju (zagłębia Bobov Dol, Pernik i Pirin, Sofia, Swoge), wschodniej (Marica) oraz w pobliżu Morza Czarnego (zagłębia Chernomore, Dobrudża, Balkanbas, Elhowo). W 2021 r. kopalnia węgla Maritza Iztok koło Starej Zagory, będąca największą kopalnią w Bułgarii, wydobyla ok. 4,12 mln ton węgla (kopalnia jest własnością bułgarskiego holdingu energetycznego EAD)<sup>2</sup>.

### 3. Infrastruktura importowa

Bułgaria niemal całość krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny, ropę naftową, paliwa oraz węgiel pokrywa z importu. Łącznie z importu pokrywane jest nieco ponad 38% zapotrzebowania na energię elektryczną. Dużą rolę w imporcie surowców energetycznych w przeszłości odgrywała Federacja Rosyjska, skąd pochodziły węgiel (85%), gaz ziemny (75%) oraz ropa naftowa (63%)<sup>3</sup>. Obok Rosji ważnymi partnerami handlowymi w przeszłości w kontekście dostaw ropy naftowej oraz paliw były: Grecja, Egipt,

<sup>1</sup> Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на Република България през 2021 г., [https://www.me.government.bg/uploads/manager/source/VOP/buletin\\_systoqnie\\_energetika/Buletin\\_Energy-Finish-20.06.2022.pdf](https://www.me.government.bg/uploads/manager/source/VOP/buletin_systoqnie_energetika/Buletin_Energy-Finish-20.06.2022.pdf), s. 3.

<sup>2</sup> Bulgaria: Five Largest Underground Mines in 2021, GlobalData, [https://www.globaldata.com/data-insights/mining/bulgaria--five-largest-underground-mines-in-2090602/\[11.04.2023\]](https://www.globaldata.com/data-insights/mining/bulgaria--five-largest-underground-mines-in-2090602/[11.04.2023]).

<sup>3</sup> Bulgaria Energy Snapshot, [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-10/BG\\_2022\\_Energy\\_Snapshot.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-10/BG_2022_Energy_Snapshot.pdf) [11.04.2023].



Izrael, Chorwacja, Rumunia oraz Włochy. Natomiast w kontekście gazu ziemnego przede wszystkim: Rosja (66,0%), Grecja (19,5% – źródłem surowca były różne państwa poprzez dostawy w formie LNG) oraz Rumunia (7,1%)<sup>4</sup>. Krajowe zużycie gazu ziemnego w 2021 r. przekroczyło 3,3 mld m<sup>3</sup>.

Infrastruktura dostaw ropy naftowej w Bułgarii składa się z terminalu naftowego w Rosenec, który na mocy koncesji z 2011 r. należy do Lukoil Neftochim Burgas na okres 35 lat. Terminal oferuje magazynowanie, transport, rozładunek, załadunek ropy naftowej i paliw oraz zapewnia funkcjonowanie rafinerii w Burgas. W lipcu 2023 r. bułgarski parlament przyjął ustawę, która przywróciła nadzór państwa nad infrastrukturą krytyczną, w tym nad terminalem naftowym w Rosenec. W Bułgarii funkcjonuje także terminal w Warnie nad Morzem Czarnym, przy czym jest on wykorzystywany wyłącznie do importu paliw.

W Bułgarii funkcjonują też niewielkie rafinerie będące własnością firmy Insa Oil, do której należy ok. 3% udziału w handlu paliwami. Zakłady znajdują się w miejscowościach: Rakowski, Belozem oraz Marten. Oprócz tego działa również rafineria w Plewen, która należy do przedsiębiorstwa państwowego Badanie i Wydobywanie Ropy i Gazu Sp. z o.o. (oprócz firmy Petroceltic zajmuje się wydobywaniem niewielkich pokładów ropy naftowej i gazu ziemnego w Bułgarii).

Infrastruktura do importu i transportu gazu ziemnego w Bułgarii składa się z sieci przesyłowej oraz podziemnego magazynu gazu ziemnego w Cziren o pojemności 550 mln m<sup>3</sup>. Sieć transportowa jest połączona z Rumunią (punkty Negru Woda-Kardam oraz Ruse-Giurgiu), Grecją (Kulata-Sidirokastro), Republiką Macedonii Północnej (Kiustendił-Židilowo) oraz Turcją (Strandża-Malkoclar). Od 2019 r. dostawy gazu ziemnego odbywają się poprzez trzy kanały importowe, a więc z Grecji (punkt Kulata-Sidirokastro

<sup>4</sup> *Observatory of Economic Complexity – Bulgaria*, OEC, <https://oec.world/en/profile/country/bgr?depthSelector1=HS4Depth&yearlyTradeFlowSelector=flow1> [11.04.2023].



i interkonektor Grecja-Bułgaria) oraz z Turcji (punkt Strandža 2-Malkoclar)<sup>5</sup>. Sieć przesyłowa podzielona jest na dwie części: narodową sieć transportu gazu (NSTG) oraz sieć przesyłu tranzytowego (SPT). Do grona największych dystrybutorów gazu ziemnego w Bułgarii należą firmy Overgaz Mrezhi, Ci tygaz Sp. z o.o. oraz Aresgaz Sp. z o.o.

Bułgaria, od momentu wybuchy wojny rosyjsko-ukraińskiej oraz jednostronnego wstrzymania przez Rosję dostaw gazu ziemnego do tego państwa, importuje surowiec głównie poprzez Grecję. W tym celu w 2022 r. został oddany do eksploatacji interkonektor Grecja-Bułgaria (IGB). Bułgaria posiada obecnie wiążące umowy na import gazu ziemnego z Azerbejdżanem na poziomie 1 mld m<sup>3</sup> rocznie, z Turcją na wykorzystanie terminali regazyfikacyjnych na poziomie 1,5 mld m<sup>3</sup> rocznie, a także dostęp do terminali w Grecji. W 2020 r. rząd Bułgarii zezwolił państwowemu operatorowi systemu przesyłowego gazu ziemnego na zakup udziałów (20%) w firmie Gastrade – spółce budującej terminal regazyfikacyjny typu FSRU u wybrzeży miasta Aleksandropolis na północnym wybrzeżu Grecji. Udział w projekcie terminalu LNG wpisuje się w długoterminową strategię energetyczną Bułgarii dotyczącą dywersyfikacji źródeł i tras dostaw gazu ziemnego oraz będzie stanowić element projektu Balkan Gas Hub.

W kolejnych latach Bułgaria, obok chęci odgrywania ważnej roli w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w regionie, będzie wykorzystywać gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej. Oczekuje się, zgodnie z prognozami firmy Bulgartransgaz (operator systemu gazowego), że w ciągu najbliższych dziesięciu lat wzrośnie zarówno zapotrzebowanie na gaz ziemny, przy założeniu trwałego rozwoju gospodarczego państwa (wzrost PKB na poziomie 2-3% rocznie), jak również udział tego nośnika energii w bilansie energetycznym (19% w 2025 r. wobec 14% w 2015 r.).

<sup>5</sup> European Commission. Energy, [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-04/bg\\_pap\\_bg\\_O.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-04/bg_pap_bg_O.pdf).



## 4. Założenia polityki energetycznej

Podstawowe założenia polityki energetycznej Bułgarii dotyczą zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, zwiększenia udziałów energii elektrycznej wytworzonej z elektrowni wodnych (20%) oraz odnawialnych źródeł energii (10%), usprawnienia efektywności energetycznej, zmniejszenia intensywności energetycznej, a także zmniejszenia zależności od importu surowców energetycznych. Do 2022 r. Bułgaria była całkowicie zależna od Federacji Rosyjskiej w kwestii importu ropy naftowej, gazu ziemnego oraz paliwa jądrowego. Strategia polityki energetycznej zakłada również zrównoważony rozwój energetyczny<sup>6</sup>.

Na początku 2023 r. Ministerstwo Energii przedstawiło dokument „Bułgarska energetyka – Strategia 2023-2053”. Z założeń tego dokumentu wynika, że dla bezpieczeństwa energetycznego państwa wytwarzanie energii elektrycznej z elektrowni węglowych powinno być oparte na obecnych mocach do 2030 r., po czym powinno nastąpić stopniowe ich wygaszanie do 2038 r. Dokument zakłada również budowę czterech nowych reaktorów jądrowych: dwóch w Belene do 2035-2040 r. oraz dwóch w Kozłoduj do 2045 r. Pomimo nadziei związanych z wykorzystaniem technologii jądrowych w przyszłości, niski poziom zapotrzebowania na energię elektryczną oraz środków finansowych powoduje, że powstanie nowych jednostek wytwórczych jest kwestią problematyczną. Jednocześnie, w ocenie rządu, wzrost wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii powinien nastąpić w dwóch okresach, przy czym do 2030 r. powinny być zbudowane instalacje wytwarzające 7 GW poprzez wykorzystanie energii słonecznej i 2 GW z farm wiatrowych. Istnieją również pomysły na budowę elektrowni wodnych w Bułgarii na rzece Dunaj we współpracy z Rumunią. Strategia uwzględnia także postęp w energii geotermalnej przez budowę lokalnych systemów ogrzewania. Co ważne,

<sup>6</sup> *Енергийна стратегия на Република България до 2020 г.*, [https://www.seea.government.bg/documents/Energiina\\_strategia.pdf](https://www.seea.government.bg/documents/Energiina_strategia.pdf).



dokument został przedstawiony przez rząd techniczny, a jego opracowania nie poprzedziła stosowna debata publiczna.

61

Główne determinanty prowadzonej polityki energetycznej dotyczą uzależnienia sektora energetycznego Bułgarii od Federacji Rosyjskiej, niskich postępów w inwestowaniu w odnawialne źródła energii oraz wysokich kosztów odejścia od wysokoemisyjnych źródeł energii. Dopiero zbrojna napaść Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. zmusiła władze w Bułgarii do bardziej aktywnych działań w zakresie dywersyfikacji źródeł dostaw surowców energetycznych. Temu celowi służyło oddanie do eksploatacji w czerwcu 2022 r. interkonektora IGB o zdolnościach przesyłowych wynoszących 3 mld m<sup>3</sup> rocznie. Tym samym gazociąg IGB jest w stanie zaspokoić obecne roczne zapotrzebowanie na gaz ziemny w Bułgarii.

Bułgaria jest tradycyjnym eksporterem energii elektrycznej na Bałkanach. Wejście tego państwa do Unii Europejskiej wiązało się z zamknięciem czterech reaktorów jądrowych w elektrowni jądrowej w Kozłoduj w 2006 r. Od tego czasu stałym elementem publicznego dyskursu jest budowa nowej elektrowni jądrowej w Belene. Kwestia ta była przedmiotem cyklicznych sporów politycznych, a rząd Bułgarii nawet zakupił reaktor od rosyjskiej firmy Rosatom, który obecnie nie jest używany. Chociaż kwestia budowy elektrowni, szczególnie we współpracy z Federacją Rosyjską, jest przedmiotem politycznych kontrowersji od dwudziestu lat, to temat ten powraca cyklicznie w debacie publicznej.

## **5. Kluczowe wyzwania energetyczne**

Istotnym wyzwaniem, przed którym stoją władze Bułgarii, jest naruszanie norm środowiskowych przez elektrociepłownie, a w szczególności przez największą z nich Marica Iztok 2. W marcu 2023 r. Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej uznał, że akceptując naruszanie przez Maricę Iztok 2 norm dwutlenku siarki bez końcowego terminu i środków



zaradczych, Bułgaria narusza ustawodawstwo Unii Europejskiej<sup>7</sup>. Tymczasem kwestia zobowiązań do wygaszania elektrociepłowni jest ofiarą politycznej rywalizacji oraz przedłużającego się kryzysu politycznego. Obecnie rząd chce negocjować ustalenia z Komisją Europejską w ramach planu odbudowy, tak aby wydłużyć żywotność elektrociepłowni. Problemy elektrociepłowni w Bułgarii dotyczą jednak o wiele bardziej kwestii rentowności w kontekście rosnących cen certyfikatów, a także braku skutecznej polityki zarządzania nimi<sup>8</sup>. Kluczowym problemem transformacji energetycznej pozostaje kwestia zobowiązań Bułgarii w ramach planu odbudowy i redukcji gazów cieplarnianych pochodzących z elektrociepłowni.

Ze względu na swoje położenie geograficzne Bułgaria jest częścią większości projektów korytarzy energetycznych w regionie. Obecnie, wobec zamowienia dostaw gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej, podpisane zostało porozumienie Solidarity Ring (STRING), zakładające zwiększenie możliwości dostarczania gazu ziemnego wydobywanego w Azerbejdżanie, do którego obok Bułgarii przystąpiły także Węgry, Rumunia, Słowacja i Azerbejdżan. W ramach projektu, który ma zostać zrealizowany do końca 2026 r., przewiduje się przede wszystkim zwiększenie mocy przesyłowych już istniejących gazociągów, a nie budowę dodatkowych połączeń infrastrukturalnych.

---

<sup>7</sup> Съдът на ЕС: България нарушава европейските закони заради ТЕЦ „Марица изток 2”, actualno.com, 9.03.2023, [https://www.actualno.com/climate/sydyt-na-es-bylgarija-narushava-evropejskite-zakoni-zaradi-tec-marica-iztok-2-news\\_1922759.html](https://www.actualno.com/climate/sydyt-na-es-bylgarija-narushava-evropejskite-zakoni-zaradi-tec-marica-iztok-2-news_1922759.html).

<sup>8</sup> Ibidem.





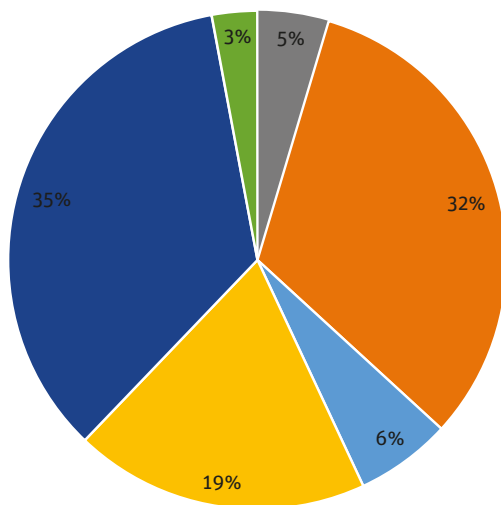


Jan Muš

# Republika Chorwacji

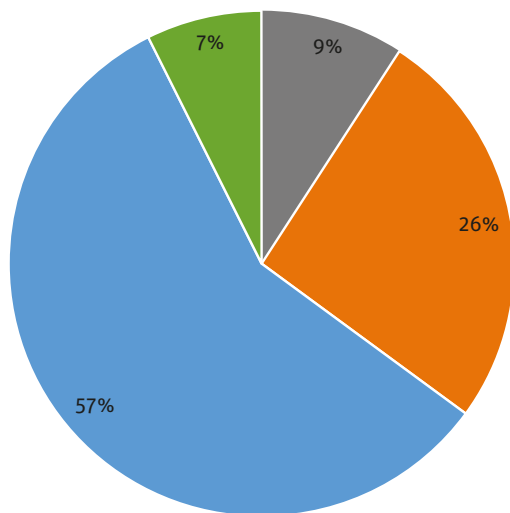


Struktura zużycia energii pierwotnej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Energia wodna ■ Biopaliwa i odpady ■ Ropa naftowa ■ Energia wiatru i słońca

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ OZE ■ Inne

Uwaga: dane z 2021 r.



## 1. Struktura bilansu energetycznego

Kluczową rolę w bilansie energetycznym Chorwacji odgrywają paliwa kopalne, które odpowiadają za ponad 70% zużycia energii pierwotnej. Największe znaczenie mają ropa naftowa (35%) oraz gaz ziemny (32%). Udział odnawialnych źródeł energii w bilansie, choć obecnie niewielki, systematycznie rośnie, a Chorwacja posiada spory potencjał w tym zakresie. W odniesieniu do procesu wytwarzania energii elektrycznej najważniejszą rolę odgrywa energia wytwarzana w hydroelektrowniach (43%), następnie gaz ziemny (26%) oraz energia wiatrowa (14%). Tym samym duża część wytwarzanej energii elektrycznej pochodzi z krajowych zasobów. Chorwacja, dzięki dużemu potencjałowi energetycznemu oraz wytwarzaniu energii elektrycznej, jedynie część zapotrzebowania na energię pokrywa importem (32%). Tym samym krajowe moce wytwórcze odpowiadają za 68% wytwarzanej w tym państwie energii.

W zależności od warunków hydrologicznych panujących w Chorwacji import energii elektrycznej ma miejsce głównie z elektrowni jądrowej w Krško w Słowenii, której współwłaścicielem jest Chorwacja. Co ważne, dostawy energii z tej elektrowni do chorwackich odbiorców traktuje się jako import energii. Struktura wytwarzania energii elektrycznej jest już w istotnym zakresie oparta na OZE, co powoduje, że proces transformacji energetycznej będzie dużo prostszy niż w innych państwach tego regionu. Zasadniczo zdecydowana większość wytwarzanej energii (91%) w Chorwacji pochodzi ze źródeł niskoemisyjnych, w tym z gazu ziemnego (26%). W odniesieniu do poszczególnych rodzajów nośników energia elektryczna jest wytwarzana z hydroelektrowni (43%), elektrowni wiatrowych (13%), biopaliw (1%), źródeł geotermalnych oraz paneli słonecznych (1%). W kolejnych latach oczekuje się znacznego wzrostu generacji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, przede wszystkim z paneli słonecznych (korzystne uwarunkowania środowiskowe). W przypadku rozbudowy elektrowni jądrowej w Krško w Słowenii również Chorwacja mogłaby zwiększyć import energii elektrycznej z tego kierunku i wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne.



## 2. Baza surowcowa

67

W Chorwacji wydobywane są ropa naftowa i gaz ziemny, ale w przeciwieństwie do większości państw sąsiednich z Bałkanów Zachodnich w państwie tym nie występują złoża węgla. W Chorwacji wydobycie ropy naftowej odbywa się z 38 złóż, przy czym produkcja jest niewielka (ok. 600 tys. ton rocznie). Natomiast w kontekście gazu ziemnego wydobycie ma miejsce z 17 złóż w Kotlinie Panońskiej/„Pannon”, która w większości obejmuje Sławonię. Dodatkowe trzy obszary eksploatacji znajdują się na Adriatyku, ale tylko 37% należy do Chorwacji. W obszarze „Pannon” wydobywa się ok. 65% krajowego gazu ziemnego, a produkcja ma miejsce m.in. ze złóż Duboka Podravina i Međimurje (zbiorniki Molve, Kalinovac, Gola, Vučkovec i Zebanec)<sup>1</sup>. Zgodnie z szacunkami produkcja gazu ziemnego, z uwagi na brak nowych odkryć oraz prowadzonych prac poszukiwawczych, będzie maleć do poziomu 0,6 mld m<sup>3</sup> rocznie. W tych uwarunkowaniach niezbędny będzie import gazu ziemnego, aby zminimalizować zmniejszającą się produkcję krajową. Przewiduje się, że surowiec ten odegra ważną rolę w procesie odejścia Chorwacji od importu węgla i zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych<sup>2</sup>.

Dużym atutem tego państwa są uwarunkowania przyrodnicze. Chorwacja ma jedne z najwyższych ilości promieniowania słonecznego w Europie (3,4-5,2 kWh/m<sup>2</sup> dzień), ale jedną z najniższych mocy wytwórczych energii elektrycznej z paneli słonecznych na mieszkańca. Należy więc oczekiwać wzrostu udziału OZE w tym zakresie w bilansie energetycznym w kolejnych latach.

<sup>1</sup> Europejska Federacja Geologów, *Overview on oil and gas in Croatia*, 2017, <https://eurogeologists.eu/wp-content/uploads/2018/01/Overview-on-oil-and-gas-in-Croatia-Final-Ratko-01.12.2017-1.pdf> [28.07.2023].

<sup>2</sup> World Bank, Report No: AUS0000353, *Croatia Energy Sector Note, September 2018, Energy and Extractives, Poverty and Equity Global Practices Europe and Central Asia Region (ECA)*, <https://documents1.worldbank.org/curated/en/126131551124308323/pdf/AUS0000353-WP-REVISED-P166022-PUBLIC.pdf> [20.07.2023].



### 3. Infrastruktura importowa

Chorwacja jest importerem energii elektrycznej, a wytwarzana w kraju energia pochodzi głównie z odnawialnych źródeł energii, gazu ziemnego oraz węgla (kamienny oraz brunatny). Import energii odbywa się przede wszystkim z Węgier (50%), Słowenii (26%), a także z Bośni i Hercegowiny (22%). Natomiast węgiel brunatny wykorzystywany w krajowych elektrowniach jest importowany głównie z Bośni i Hercegowiny, Republiki Czeskiej i Węgier, zaś węgiel kamienny z Federacji Rosyjskiej oraz Kolumbii.

Import gazu ziemnego do Chorwacji odbywa się poprzez oddany do użytku w 2021 r. terminal regazyfikacyjny na wyspie Krk o zdolnościach importowych wynoszących 2,9 mld m<sup>3</sup> rocznie. Obok pokrycia krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny (w 2022 r. konsumpcja spadła do 2,5 mld m<sup>3</sup> rocznie) terminal ma wymiar geopolityczny i strategiczny w kontekście wzmocnienia regionalnego rynku energii i zwiększenia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do państw Unii Europejskiej, a zwłaszcza do państw Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej. Tym samym terminal zajmuje ważne miejsce w dostawach surowca do państw sąsiednich, w tym do Włoch, Austrii, Węgier, Rumunii i Słowenii.

Chorwacja odgrywa istotną rolę w imporcie oraz transporcie ropy naftowej. Kluczowe w tym względzie są terminal naftowy Omišalj na wyspie Krk oraz rurociąg Adria (zdolność przesyłowa wynosi 20 mln ton rocznie). Operatorem infrastruktury naftowej w Chorwacji (terminal, rurociąg) jest firma Jadranski Naftovod d.d. (JANAF). W chwili obecnej rurociąg umożliwia import surowca do rafinerii znajdujących się w Bośni i Hercegowinie, Serbii, na Węgrzech oraz poprzez rurociąg Šahy-Százhalmobatta do Słowacji i potencjalnie do Czech. W Chorwacji funkcjonuje obecnie jedna rafineria w Rijeci (4,5 mln ton rocznie), a dostawy odbywają się do zakładu poprzez terminal naftowy w Omišalj oraz krótki rurociąg łączący terminal z rafinerią.



## 4. Założenia polityki energetycznej

69

Chorwacja znajduje się w stosunkowo korzystnym położeniu pod względem zapotrzebowania energetycznego: szlaki dostaw są bezpieczne, a istniejąca infrastruktura zapewnia dostawy nośników energii przekraczające potrzeby państwa. Chorwacja posiada też istotny potencjał rozbudowy infrastruktury w zakresie odnawialnych źródeł energii. Dlatego w ostatnim czasie zabezpieczenie dostaw źródeł energii oraz ich eksport do państw sąsiedzkich miały wymiar raczej ekonomiczny niż strategiczny. Podobnie rozbudowa dostępu do OZE wiązała się bardziej z absorpcją funduszy europejskich niż bezpieczeństwem energetycznym państwa. Obecnie jednak Chorwacja, podobnie jak inne państwa, podejmuje aktywne działania w kierunku budowy bardziej zróżnicowanej struktury dostaw surowców energetycznych oraz efektywnego wykorzystania posiadanych zasobów.

Władze Chorwacji wspierają inicjatywę budowy Gazociągu Jońsko-Adriatyckiego (Ionian Adriatic Pipeline, IAP), który umożliwi dostawy gazu ziemnego do Chorwacji. Przewiduje się, że zdolność transportowa gazociągu wyniesie 5 mld m<sup>3</sup> rocznie, z czego 2,5 mld m<sup>3</sup> rocznie przeznaczone będzie dla odbiorców w Chorwacji. Dostawy tym kanałem mają być też realizowane przez Albanie (1 mld m<sup>3</sup> rocznie), Czarnogórę (0,5 mld m<sup>3</sup> rocznie), Bośnię i Hercegowinę (1 mld m<sup>3</sup> rocznie). W lutym 2022 r. poinformowano, że firma Plinacro (operator systemu gazowego na terenie Chorwacji) zamierza założyć w Splicie spółkę projektową dla rurociągu z udziałem czterech promotorów projektu. W związku z pandemią COVID-19 i koniunkturą rynkową w realizacji projektu wystąpiły opóźnienia, ale część pozwoleń na budowę niektórych odcinków gazociągów w Chorwacji już wydano, natomiast w Albanii i Czarnogórze przygotowano koncepcje projektu.

Z uwagi na funkcjonowanie w Chorwacji jedynego terminalu LNG nad Morzem Adriatyckim państwo to odgrywa ważną rolę na energetycznej mapie Europy. Ostatnie działania rządowe zmierzają do wybudowania regionalnego centrum transportu i handlu gazem ziemnym (hub). W ramach wieloetapowego procesu przewiduje się budowę Gazociągu Jońsko-Adriatyckiego z Czarnogórą, co umożliwi podłączenie do gazociągu TAP (Trans Adriatic



Pipeline), a także ze Słowenią. Jednocześnie planowany jest proces rozbudowy terminalu regazyfikacyjnego na wyspie Krk do 6,1 mld m<sup>3</sup> rocznie.

Istotną częścią działań władz w Chorwacji w wymiarze energetycznym jest poprawa efektywności energetycznej oraz rozbudowa sieci przesyłowych energii elektrycznej. Rząd zamierza przeznaczyć ok. 1,4 mld USD na modernizację sieci, mając na celu zwiększenie generacji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii o co najmniej 800 MW do 2026 r. i 2500 MW do 2030 r.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Największym wyzwaniem stojącym przed Chorwacją jest stworzenie ram administracyjno-prawnych, które z jednej strony pozwolą na szybszy rozwój sektora odnawialnych źródeł energii, a z drugiej strony umożliwią wykorzystanie funduszy europejskich niezbędnych przy dużych projektach infrastrukturalnych. Bez tego typu środków finansowych rozbudowa infrastruktury oraz transformacja energetyczna będą praktycznie niemożliwe.

Obecnie zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego na konkurencyjnym i otwartym rynku energii elektrycznej jest jednym z nadrzędnych wyzwań Chorwacji. Kluczowe czynniki umożliwiające realizację tej strategii obejmują zwiększenie wymiany elektroenergetycznej z państwami sąsiednimi i zwiększenie płynności giełdy energii w Chorwacji. W ocenie rządu odejście od węgla będzie wymuszało zwiększenie aktywności w zakresie efektywności energetycznej, rozwoju odnawialnych źródeł energii i importu gazu ziemnego. Takie wieloaspektowe działania pomogą Chorwacji zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne.

W lutym 2020 r. rząd Chorwacji przyjął nową strategię energetyczną na okres do 2030 r. z perspektywą do 2050 r. Strategia obejmuje szeroki wachlarz inicjatyw w zakresie polityki energetycznej, które poprawią bezpieczeństwo energetyczne, zwiększą efektywność energetyczną, zmniejszą zależność od paliw kopalnych i zwiększą wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. W tym ostatnim aspekcie przewiduje się, że udział



odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu energii wzrośnie do 36,4% w 2030 r. i do 65,6% w 2050 r.

71

Chorwacja, podobnie jak inne państwa, z uwagi na specyficzny bilans energetyczny jest narażona na wahania cen energii elektrycznej i dostępności wody. Główne czynniki, które będą napędzać zmiany w bilansie energetycznym w nadchodzących latach, będą dotyczyć poprawy efektywności energetycznej (działania w kierunku ograniczenia zużycia energii), elektryfikacji transportu (wzrost wykorzystania energii elektrycznej i spadek zapotrzebowania na paliwa płynne) oraz demografii (starzenie się społeczeństwa i emigracja).



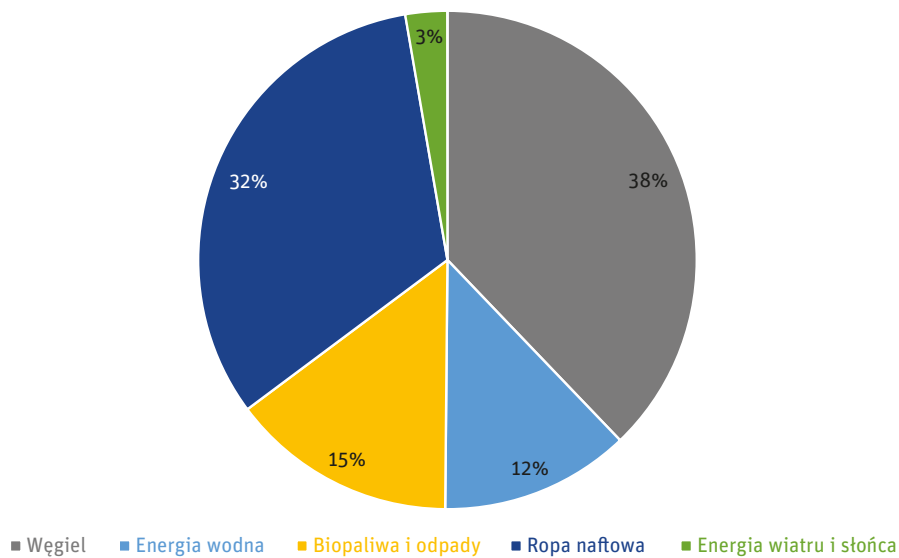


Anna Jagiełło-Szostak

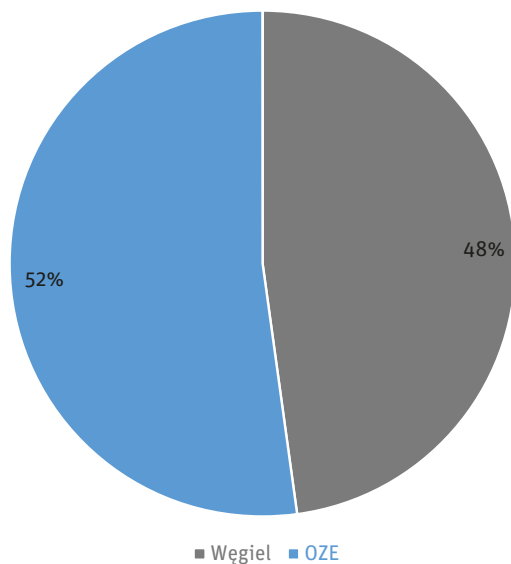
# Czarnogóra



Struktura zużycia energii pierwotnej



Struktura wytwarzania energii elektrycznej



Uwaga: dane z 2021 r.



## 1. Struktura bilansu energetycznego

Udział poszczególnych surowców energetycznych w gospodarce Czarnogóry jest zróżnicowany, co przekłada się na ich udział w całkowitym zużyciu energii pierwotnej (TES). Największe znaczenie mają węgiel (38%) oraz ropa naftowa (32%). Nieco odmiennie kształtuje się proces wytwarzania energii elektrycznej. O ile ważną rolę odgrywa węgiel (48%), o tyle pozostała ilość energii elektrycznej jest wytwarzana w hydroelektrowniach (43%) oraz elektrowniach wiatrowych (9%), a więc udział odnawialnych źródeł energii w procesie wytwarzania energii elektrycznej jest największy. Tym samym poziom bezpieczeństwa energetycznego jest uwarunkowany względami przyrodniczymi. Taka sytuacja powoduje, że proces transformacji energetycznej będzie polegać w dużej mierze na odejściu od wykorzystania węgla w gospodarce krajowej.

W Czarnogórze za politykę i strategię energetyczną państwa oraz przygotowywanie aktów prawnych i kluczowych rozporządzeń w tym zakresie odpowiada Ministerstwo Gospodarki. Ponadto ważną rolę odgrywa niezależna organizacja non profit – Agencja Regulacji Energetyki (RAE), która zgodnie z prawem wykonuje uprawnienia publiczne w celu regulowania sektora energetycznego. Państwo odgrywa ważną rolę nie tylko w procesie regulacyjnym, ale też własnościowym, przed wszystkim w ramach sektora elektroenergetycznego. Kluczową rolę pełni państwowa firma Elektroprivreda Crne Gore (EPCG), odpowiedzialna za wytwarzanie, przesył, dystrybucję i dostawę energii elektrycznej (rząd posiada 88,7% udziałów w spółce)<sup>1</sup>. W sektorze elektroenergetycznym ważną rolę pełni też firma CGES, oddzielona w 2009 r. od EPCG, która odpowiada za transport energii elektrycznej (większościowym właścicielem jest skarb państwa – 55,0%, a pozostali udziałowcy to operator systemu przesyłowego Włoch – TERN – 22,1%, oraz inne osoby prawne i fizyczne – 22,9%).

<sup>1</sup> Do 2017 r. ponad 40% udziałów w EPCG posiadała włoska spółka A2A. Udziały wykupił rząd Czarnogóry.



## 2. Baza surowcowa

75

Na terytorium Czarnogóry znajdują się zróżnicowane surowce mineralne, a więc znaczne złoża węgla oraz niewielkie złoża gazu ziemnego i ropy naftowej, zlokalizowane na obszarach przybrzeżnych. Węgiel jest drugim najważniejszym nośnikiem energii w Czarnogórze wykorzystywanym do wytwarzania energii elektrycznej, po odnawialnych źródłach energii. Większość zasobów węgla znajduje się w północnym regionie państwa, na obszarach Pljevlja i Bijelo Polje. Obszar Pljevlja obejmuje 3 regiony: Pljevlja, Ljuće-Šuman i Maoča<sup>2</sup>. Największą elektrownią węglową w Czarnogórze jest elektrownia Pljevlja, której zainstalowana moc wynosi 210 MW. Należy ona do spółki EPCG. Kopalnia węgla kamiennego Pljevlja (RUP) od 2018 r. jest w 100% własnością państwa. Jednocześnie należy wskazać, że Czarnogóra importuje węgiel z Bośni i Hercegowiny oraz Serbii, a także z Rosji. Większość importowanego surowca wykorzystywana jest do wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni Pljevlja.

Czarnogóra nie ma infrastruktury do dystrybucji gazu ziemnego i obecnie nie wydobywa ropy naftowej. Rząd jest zainteresowany wydobyciem tych surowców z obszarów znajdujących się na Morzu Adriatyckim, a także rozwojem infrastruktury przesyłowej. W tym celu wspiera budowę gazociągu Jońsko-Adriatyckiego pomiędzy Chorwacją a Albanią. Tym samym rząd rozważa włączenie gazu ziemnego do bilansu energetycznego Czarnogóry. Jednak zwrócenie się w stronę tego nośnika energii, podczas gdy państwa Unii Europejskiej idą w kierunku zmniejszenia udziału paliw kopalnych, może utrudnić działania rządu.

W sektorze naftowo-gazowym, gdzie paliwa, w tym gaz płynny (LPG), są w całości importowane przez Czarnogórę, głównymi podmiotami energetycznymi są dwa przedsiębiorstwa: Jugopetrol AD Kotor oraz Montenegro Bonus Cetinje. Jugopetrol AD Kotor jest spółką zajmującą się

---

<sup>2</sup> Rudarstvo, Privredna komora Crne gore, 1.01.2022, <https://komora.me/pkcg/rudarstvo> [23.04.2023].



poszukiwaniem, wydobywaniem i handlem ropą naftową i paliwami. Po prywatyzacji w 2002 r. ponad połowę akcji spółki posiada grecka firma Hellenic Petroleum International AG (54,5%). Natomiast przedsiębiorstwo państwowe Montenegro Bonus Cetinje zajmuje się hurtowym handlem paliwami oraz handlem i dostawami energii elektrycznej. Firma Montenegro Bonus pełni także funkcję operatora przesyłu gazu ziemnego, a rząd Czarnogóry zlecił temu przedsiębiorstwu rozbudowę przez Czarnogórę części gazociągu IAP.

Potencjał Czarnogóry w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii jest analizowany od 2007 r. i został uwzględniony w dokumencie „Strategia rozwoju energetyki do 2025 r.”. W 2021 r. zainstalowana moc wytwórcza wynosiła 825 MW – w tym duże elektrownie wodne 649 MW, małe elektrownie wodne 56 MW, energia wiatrowa 118 MW i energia słoneczna 2,6 MW<sup>3</sup>. Ze względu na górzysty teren i dużą liczbę rzek istotnym źródłem energii w Czarnogórze jest energia wodna. Największe elektrownie wodne znajdują się na rzekach Morača i Piva, natomiast mniejsze elektrownie wodne usytuowane są na obszarach wiejskich i mają łączną moc poniżej 60 MW.

Największą farmą wiatrową w Czarnogórze jest Krново o mocy 72 MW. Została ona oddana do użytku w 2018 r. i zasila 45 tys. gospodarstw domowych. Partnerami inwestycji są: Masdar ze Zjednoczonych Emiratów Arabskich oraz austriacka firma IVICOM Consulting, a operatorem – francuskie przedsiębiorstwo Acuo Energy. Projekt Krново niewątpliwie przyczynił się do osiągnięcia celu w zakresie odnawialnych źródeł energii, polegającego na wytwarzaniu jednej trzeciej całkowitego zużycia energii w państwie z tych źródeł do 2020 r. Do mniejszych farm wiatrowych należy Možura<sup>4</sup> (46 MW, 23 turbiny, dostarcza energię do 15 tys. gospodarstw domowych) i Pljevlja (6 MW, 3 turbiny).

<sup>3</sup> *Montenegro Annual Implementation Report 1 November 2022*, Energy and Water Regulatory Agency of Montenegro.

<sup>4</sup> Malta Montenegro Wind Power JV i Enemalta są obecnie właścicielami projektu i posiadają odpowiednio 90% i 10% udziałów.



Na terenie Czarnogóry występują obszary o dużym nasłonecznieniu, szczególnie w południowej części kraju, m.in. tereny nadmorskie oraz okolice Baru, Ulčinj, Podgoricy. Obecnie Czarnogóra posiada niewielką liczbę tego typu elektrowni, także tych na skalę przemysłową, ale zaczyna rosnąć zainteresowanie dzierżawą państwowych gruntów pod budowę naziemnych elektrowni słonecznych. W celu wsparcia tego typu technologii rząd Czarnogóry obniżył w ostatnim czasie podatek VAT na panele fotowoltaiczne.

77

### **3. Infrastruktura importowa**

Czarnogóra jest silnie uzależniona od importu paliw kopalnych, szczególnie gazu ziemnego i paliw. W kontekście dostaw gazu ziemnego import jest realizowany głównie z Rosji poprzez infrastrukturę biegnącą z Serbii (surowiec jest dostarczany przez Gazprom Export, spółkę zależną od rosyjskiego państwowego koncernu Gazprom). W 2020 r. rząd zapowiedział zamiar rozpoczęcia importu gazu ziemnego w formie skroplonej (LNG) z USA przez port w Barze.

W Czarnogórze nie funkcjonuje obecnie żadna rafineria, co powoduje, że całość paliw wykorzystywanych do celów transportowych, grzewczych i przemysłowych jest importowana. Dostawy są realizowane głównie z Serbii i Chorwacji. Niemniej pojawiają się sugestie związane z możliwością budowy w tym państwie rafinerii. W opinii Roberto Karahannasa, dyrektora Hellenic Petroleum, Czarnogóra może stać się znaczącym eksporterem ropy naftowej, jeśli prace poszukiwawcze na jej wodach terytorialnych przyniosą pozytywne rezultaty.

W celu uniezależnienia się od państw ościennych Czarnogóra zrealizowała budowę podwodnego kabla elektrycznego do przesyłania energii elektrycznej do i z Włoch. Jest to najważniejszy projekt rozwoju systemu przesyłowego Czarnogóry, a całkowity koszt inwestycji obejmującej budowę tunelu o długości 433 km (położonego ok. 1200 metrów pod powierzchnią Morza Adriatyckiego) wyniósł 800 mln EUR. Rząd Czarnogóry



rozpoczął eksploatację podwodnego elektrycznego kabla przesyłowego w grudniu 2019 r.<sup>5</sup>

## 4. Założenia polityki energetycznej

W 2014 r. Czarnogóra przyjęła „Strategię rozwoju energetycznego do 2030 r.”<sup>6</sup>, w której określono główne założenia rozwoju sektora energetycznego. Jako kluczowe cele wskazano zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii oraz konkurencyjny rozwój rynków energii (w tym wytwarzanie i dostarczanie energii elektrycznej oraz gazu ziemnego, a także stworzenie warunków do swobodnego wejścia na rynek nowych uczestników). Jednocześnie wskazano, że istotnym elementem rozwoju gospodarczego państwa będzie zrównoważony rozwój energetyczny, a więc zapewnienie rozwoju energetycznego opartego na poszanowaniu zasad: ochrony środowiska, zwiększania efektywności energetycznej i większego wykorzystania odnawialnych źródeł energii, a także potrzeby rozwoju społeczno-gospodarczego Czarnogóry.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Wyzwania energetyczne Czarnogóry są złożone i wieloaspektowe. Jednym z większych sprawdzianów dla Czarnogóry jest przystosowanie polityki energetycznej państwa do zasad Unii Europejskiej, do której od 11 lat Czarnogóra aspiruje. W 2020 r. udział odnawialnych źródeł energii przekroczył ogólny cel (33%) udziału tego nośnika w strukturze wytwarzania energii elektrycznej na ten okres (43,77%). Jednak poza opracowaniem ustawy dedykowanej rozwojowi tego segmentu gospodarki do tej pory nie

<sup>5</sup> *Montenegro – Country Commercial Guide. Energy*, <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/montenegro-energy-0> [10.05.2023].

<sup>6</sup> *Strategija razvoja energetike Crne Gore do 2030. Godine*, Vlada Crne Gore, 8.04.2021, <https://www.gov.me/dokumenta/eac811f8-4b13-46ce-97c4-412b8d1ebb8a> [11.05.2023].



nastąpiły żadne znaczące postępy w udziale odnawialnych źródeł energii w transporcie, co ma związek z brakiem uproszczeń procedur administracyjno-prawnych. Jednocześnie Czarnogóra wykorzystuje obecnie tylko ok. 20% swojego potencjału energii wodnej. Rozwój tego perspektywicznego sektora wymaga środków finansowych na modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz potencjalną budowę nowych elektrowni wodnych.

79

Ograniczone krajowe zasoby energii sprawiają, że Czarnogóra jest silnie uzależniona od importu surowców (gazu ziemnego, węgla), paliw i energii. W celu wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa podejmowane są działania nie tylko biznesowe, ale i legislacyjne. Kluczowym aspektem aktywności są prace związane z budową odpowiedniego systemu zapasów paliw w sytuacjach kryzysowych. Dużym wyzwaniem pozostaje starzejąca się infrastruktura energetyczna (zwłaszcza sieci elektroenergetyczne), która wymaga modernizacji i rozbudowy. Inwestycje w budowę nowoczesnego systemu energetycznego są kluczowe także w obszarze wyzwań środowiskowych, gdyż modernizacja energetyczna państwa może ułatwić Czarnogórze redukcję emisji gazów cieplarnianych i przejście na gospodarkę niskoemisyjną.



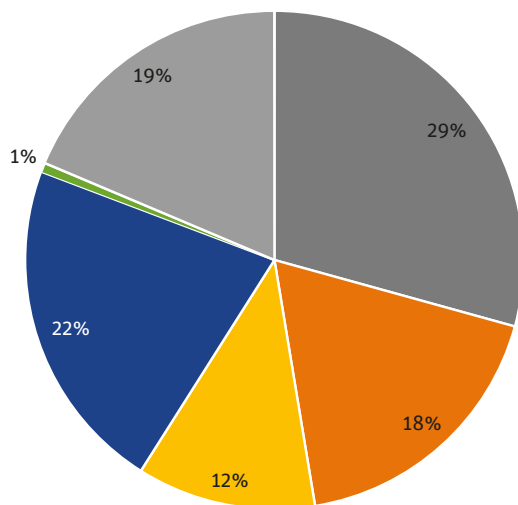


Agata Tatarenko

# Republika Czeska

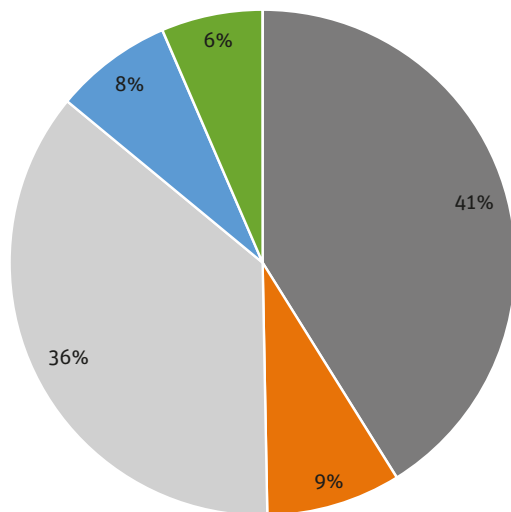


Struktura zużycia energii pierwotnej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Biopaliwa i odpady ■ Ropa naftowa ■ Energia wiatru i słońca ■ Energia jądrowa

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Energia jądrowa ■ OZE ■ Inne

Uwaga: dane z 2021 r.



## 1. Struktura bilansu energetycznego

Dominującym nośnikiem energii w strukturze bilansu energetycznego Republiki Czeskiej jest węgiel, będący jedynym wydobywanym w tym państwie surowcem energetycznym. Zasadniczo surowiec ten pełni najważniejszą funkcję w całkowitym zużyciu energii pierwotnej (TES). Oprócz węgla (29%), istotną rolę w bilansie energetycznym odgrywają także ropa naftowa (22%), energia jądrowa (19%) oraz gaz ziemny (18%). W latach 2009-2019 udział węgla w całkowitym zużyciu spadł o 19%, głównie z powodu zmniejszonej generacji energii elektrycznej z węgla, która została zastąpiona gazem ziemnym, bioenergią, energią jądrową i słoneczną. W Republice Czeskiej w dalszym ciągu odnawialne źródła energii nie odgrywają większej roli, chociaż od 2019 r. ich udział wzrósł o 71%, głównie dzięki bioenergii. Co ważne, w 2019 r. odnawialne źródła energii pełniły istotną funkcję w ciepłownictwie i chłodnictwie (22%), w wytwarzaniu energii elektrycznej (14%) i w transporcie (mniej niż 8%)<sup>1</sup>.

Na terytorium Republiki Czeskiej działają dwie elektrownie jądrowe. Budowę pierwszej z nich – elektrowni jądrowej Dukovany – rozpoczęto w 1978 r. Jest ona zlokalizowana ok. 30 km od miejscowości Třebíč, na południu Republiki Czeskiej. Zainstalowano w niej cztery wodno-ciśnieniowe reaktory PWR typu VVER 440 (model V213), o mocy 440 MWe każdy, zlokalizowane w dwóch podwójnych blokach. W latach 2008-2012 zmodernizowano bloki do mocy 500 MWe każdy. Budowę drugiej elektrowni jądrowej, w Temelínie, rozpoczęto w 1987 r. Elektrownia ta posiada dwa bloki WWER-1000, które uruchomiono w 2000 i 2002 r. Generuje ona energię elektryczną o mocy 1805 MWe. Technologia jądrowa ma znaczny udział w wytwarzaniu energii elektrycznej w Republice Czeskiej, który ma być systematycznie zwiększany. Planowana jest budowa bloku 3 i 4 w elektrowni Temelín oraz budowa 5 bloku w elektrowni Dukovany.

<sup>1</sup> International Energy Agency, *Czech Republic 2021: Energy Policy Review*, September 2021.



## 2. Baza surowcowa

83

W Republice Czeskiej występują różne surowce mineralne, w tym energetyczne, w skład których wchodzi węgiel kamienny, węgiel brunatny, uran oraz niewielkie złoża ropy naftowej i gazu ziemnego. Zasoby węgla w Republice Czeskiej szacuje się na ok. 10 mld ton, w tym zasoby węgla kamiennego stanowią ok. 37%, węgla brunatnego ok. 60%, zaś 3% to lignit. Węgiel kamienny jest eksploatowany w Morawach Północnych. Według danych czeskiego Ministerstwa Przemysłu i Handlu, w 2022 r. jego wydobycie wyniosło 1,81 mln ton i było niższe o 18% w stosunku do 2021 r. Obecnie jedynym producentem węgla kamiennego w Republice Czeskiej jest Spółka OKD, która eksploatuje złoża w kopalniach głębinowych w południowej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego – w rejonie ostrawsko-karwińskim. Węgiel brunatny jest wydobywany głównie w północno-zachodnich Czechach. Jego wydobycie w 2022 r. wyniosło 33,4 mln ton, czyli o 14% więcej niż w 2021 r. Według szacunków Ministerstwa Przemysłu i Handlu była to krótkotrwała fluktuacja, wynikająca z sytuacji międzynarodowej i wzmożonego zapotrzebowania na krajowe źródła energii. Węgiel brunatny wydobywają cztery firmy: Severočeské Doly a.s., Vršanská uhelná a.s., Severní energetická a.s. i Sokolovska uhelná a.s. Węgiel brunatny wydobywany w Republice Czeskiej jest eksportowany do innych państw, zwłaszcza z obszaru Europy Środkowej. Wśród głównych odbiorców tego surowca znajdują się: Słowacja, Polska, następnie Węgry, Niemcy i Serbia<sup>2</sup>.

Republika Czeska posiada niewielkie zasoby ropy naftowej, które usytuowane są w regionie Moraw Południowych. Małe złoża ropy znajdują się także na wschodnim i południowo-wschodnim krańcu czeskiej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Eksploatacja krajowych złóż zaspokaja ok. 3% wewnętrznego zapotrzebowania. Natomiast gaz ziemny jest

<sup>2</sup> Ministerstvo průmyslu a obchodu, *Uhlí, koks a brikety v České republice produkce – dovoz – vývoz – dodávka Výsledky statistických zjišťování za rok 2022, únor 2023*, <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/statistika/tuha-paliva/2023/3/Mesicni-statistika-uhli-2022.pdf> [28.07.2023].



wydobywany na Morawach Południowych i Morawach Północnych. Krajowy surowiec pokrywa ok. 2% zapotrzebowania.

Republika Czeska posiada znaczące zasoby uranu, a na terenie tego państwa odkryto 164 złoża. Jednak obecnie nie prowadzi się wydobywania z uwagi na czynniki ekonomiczne. Ostatnią kopalnię uranu w Republice Czeskiej i jednocześnie w Europie zamknięto w 2017 r. W latach 1946-2000 Czechosłowacja, a następnie Republika Czeska zajmowała szóste miejsce wśród największych producentów uranu na świecie. Najdłużej czynne było złożo Rozna-Olsi, które odkryto w połowie lat 50. XX w., a surowiec był eksportowany przede wszystkim do ZSRR.

### **3. Infrastruktura importowa**

Import surowców energetycznych do Republiki Czeskiej odbywa się różnymi kanałami, przy czym w przeszłości największym partnerem handlowym była Federacja Rosyjska (50%). Import ropy naftowej do Republiki Czeskiej jest realizowany rurociągami Przyjaźń oraz IKL (Ingolstadt-Kralupy-Litvínov), stanowiącym przedłużenie rurociągu TAL (Transalpine Pipeline), głównie z Azerbejdżanu i Kazachstanu.

W Republice Czeskiej działają dwie rafinerie, w Kralupach (3,3 mln ton rocznie) i w Litvínovie (5,4 mln ton rocznie), należące do spółki Unipetrol, kontrolowanej przez ORLEN. Rafinerie przetwarzają ropę naftową trafiającą z rurociągów Przyjaźń (Litvínov) i IKL (Kralupy) do centralnego zbiornika ropy naftowej (CTR), znajdującego się na północ od miejscowości Nelahozeves. Podstawową funkcją CTR jest przechowywanie strategicznych rezerw ropy naftowej dla Republiki Czeskiej. Operatorem infrastruktury transportowej (Przyjaźń oraz IKL) i magazynowej jest czeska spółka MERO ČR, której całościowym właścicielem jest Ministerstwo Finansów. Rafinerie przetwarzają również ropę naftową wydobywaną z lokalnych złóż, która jest transportowana rurociągiem Przyjaźń oraz cysternami kolejowymi. W związku z atakiem zbrojnym Federacji Rosyjskiej na Ukrainę i rozpoczętym następnie procesem dywersyfikacji źródeł oraz dostaw ropy naftowej pod koniec 2022 r. akcjonariusze rurociągu TAL podjęli decyzję



o zwiększeniu przepustowości magistrali. W konsekwencji Republika Czeska będzie mogła tym szlakiem importować dodatkowe ilości ropy naftowej, co zmniejszy oddziaływanie spółek rosyjskich na sektor rafineryjny w Czechach.

W odniesieniu do importu gazu ziemnego Republika Czeska przed pełnoskalową inwazją Rosji na Ukrainę była całkowicie uzależniona od Federacji Rosyjskiej. Niemal całość gazu ziemnego trafiała do Republiki Czeskiej z Niemiec poprzez gazociąg Gazela (o zdolności transportowej 30 mld m<sup>3</sup> rocznie), łączący stacje przesyłowe w czeskiej miejscowości Hora Svaté Kateřiny i Rozvadov-Waidhaus na granicy czesko-niemieckiej. Na północy gazociąg Gazela jest połączony z gazociągiem OPAL, a dzięki niemu z Nord Stream 1. Rurociąg został zbudowany przez spółkę Net4Gas, należącą do Allianz Capital Partners and Borealis Infrastructure (wcześniej do niemieckiego koncernu RWE). Co ważne, spółka Net4Gas nie jest własnością rządu (inaczej niż operatorzy przesyłu gazu ziemnego w innych państwach Europy Środkowej), co znacznie utrudnia realizację projektów energetycznych służących zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Republiki Czeskiej (spółka koncentruje się na osiąganiu wyników finansowych)<sup>3</sup>.

Z uwagi na swoje położenie Republika Czeska przez wiele lat stanowiła korytarz tranzytowy dla rosyjskiego gazu ziemnego na rynki państw Europy Zachodniej. Temu też miała służyć budowa gazociągu Gazela. Część gazu ziemnego była również przesyłana tranzytem do państw Europy Środkowej i Wschodniej przez punkt w Lanžhot na Słowacji. Istniejące w tym państwie magazyny (ok. 3,9 mld m<sup>3</sup>) pozwalają – w przypadku ich całkowitego wypełnienia – na pokrycie prawie połowy rocznego krajowego zapotrzebowania na ten surowiec.

Krajowa sieć przesyłowa gazu ziemnego jest podzielona na cztery gałęzie: północną i południową, które biegną od Lanžhot do granicy

<sup>3</sup> Sz. Czarnecki, *Republika Czeska: próby dywersyfikacji dostaw gazu*, „Komentarze IEŚ”, nr 602, <https://ies.lublin.pl/komentarze/republika-czeska-proby-dywersyfikacji-dostaw-gazu/> [28.07.2023].



czesko-niemieckiej, gałąź zachodnią, łączącą gałąź północną i południową, oraz gałąź morawską, która zaopatruje region morawski (południowo-wschodni region kraju) i łączy się z Polską. Gałęzie te są ze sobą dobrze zintegrowane, z wyjątkiem Moraw Północnych, które są połączone z krajowym systemem przesyłowym tylko jednym gazociągiem. W Republice Czeskiej istnieje siedem punktów połączenia międzysystemowego gazociągów między sieciami przesyłowymi Republiki Czeskiej i państw sąsiednich: cztery połączenia międzysystemowe z Niemcami, dwa ze Słowacją i jedno z Polską. Razem mogą one zapewnić zdolność importową na poziomie 129 mld m<sup>3</sup> rocznie i zdolność eksportową na poziomie 86 mld m<sup>3</sup> rocznie.

W 2022 r. Republika Czeska zastąpiła dostawy gazu ziemnego z Rosji importem tego surowca z Norwegii oraz w formie skroplonej (LNG) z terminalu w Holandii. Stało się tak dzięki wykorzystaniu istniejącej infrastruktury przesyłowej, łączącej Republikę Czeską z Niemcami, oraz dzięki zdolnościom magazynowym. Państwowy koncern ČEZ (České Energetické Závody), największy wytwórca energii elektrycznej w Republice Czeskiej, zawarł umowę na możliwość wykorzystania terminalu regazyfikacyjnego w Eemshaven w Holandii (otwarty 8 września 2022 r.), o zdolnościach importowych wynoszących 8 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>4</sup>.

## 4. Założenia polityki energetycznej

Kluczowe założenia w zakresie polityki energetycznej Republiki Czeskiej zawarto w dokumencie „Koncepcja energetyczna państwa” („Státní energetická koncepce”)<sup>5</sup>. Głównym celem przedstawionym w dokumencie, którego horyzont czasowy sięga 2040 r., jest zapewnienie

<sup>4</sup> M. Paszkowski, *Czechy i Słowacja: kontynuacja wysiłków na rzecz dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego*, „Komentarze IES”, nr 831, <https://ies.lublin.pl/komentarze/czechy-i-slowacja-kontynuacja-wysilkow-na-rzecz-dywersyfikacji-dostaw-gazu-ziemnego/> [28.07.2023].

<sup>5</sup> Ministerstvo průmyslu a obchodu, *Státní energetická koncepce*, <https://www.mpo.cz/dokument158059.html> [28.07.2023].



niezawodnych, bezpiecznych i przyjaznych dla środowiska dostaw energii na potrzeby ludności i gospodarki Republiki Czeskiej, po konkurencyjnych i akceptowalnych cenach, w warunkach zarówno standardowych, jak i kryzysowych. Koncepcja energetyczna państwa ma pięć strategicznych priorytetów. Obejmują one zrównoważony bilans źródeł energii pierwotnej i źródeł wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o ich szerokie portfolio, efektywne wykorzystanie wszystkich dostępnych krajowych źródeł energii oraz utrzymanie rezerw strategicznych. Kolejne to zwiększenie efektywności energetycznej gospodarki narodowej; rozwój infrastruktury sieciowej Republiki Czeskiej na tle państw Europy Środkowej, zacieśnianie współpracy międzynarodowej i integracja rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego w regionie, w tym wspieranie tworzenia efektywnej i realistycznej wspólnej polityki energetycznej Unii Europejskiej; wspieranie badań, rozwoju i innowacji zapewniających konkurencyjność czeskiego przemysłu energetycznego oraz wspieranie edukacji w celu zaspokojenia potrzeby zmiany pokoleniowej i poprawy jakości wiedzy technicznej w dziedzinie energetyki; i jednocześnie zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i odporności Republiki Czeskiej oraz wzmocnienie zdolności do zapewnienia niezbędnych dostaw energii w przypadku skumulowanych awarii, wielokrotnych ataków na infrastrukturę krytyczną oraz w przypadku długotrwałych kryzysów dostaw paliw.

W praktyce głównym założeniem polityki energetycznej Republiki Czeskiej w ciągu ostatnich lat, zwłaszcza po wybuchu pełnoskalowej inwazji Rosji na Ukrainę, była dywersyfikacja źródeł dostaw i kierunków dostaw gazu ziemnego oraz ropy naftowej. W 2022 r. podjęto odpowiednie kroki na rzecz zmiany struktury dostaw surowców, zwiększono wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, rozpoczęto proces współpracy z partnerami z państw Europy Zachodniej i Północnej oraz zmniejszono zużycie surowców (m.in. obniżenie komfortu cieplnego). W efekcie tych działań w Republice Czeskiej zmniejszono udział Rosji w dostawach gazu ziemnego w ciągu ośmiu miesięcy do poziomu 4%. W przypadku ropy naftowej na uniezależnienie się od rosyjskich dostaw pozwoli zwiększenie przepustowości rurociągu TAL, dzięki czemu Republika Czeska będzie





mogła importować w większej ilości ropę naftową m.in. z Kazachstanu i Azerbejdżanu. W odniesieniu do energii elektrycznej priorytetem obecnych władz Republiki Czeskiej jest energia jądrowa. Na czeskiej scenie politycznej w tym zakresie istnieje konsensus. Kwestia ta została również zawarta w „Krajowym planie Republiki Czeskiej w dziedzinie energii i klimatu” („Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu”), który został przygotowany na podstawie wymogu Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną i działań w dziedzinie klimatu.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Kluczowym wyzwaniem dla Republiki Czeskiej, podobnie jak dla kilku innych państw regionu Europy Środkowej, jest odejście od udziału węgla w strukturze bilansu energetycznego, co wynika z jego negatywnego wpływu na środowisko. Mimo wzrostu znaczenia energii jądrowej, węgiel wciąż odpowiada za połowę wytwarzanej w tym państwie energii elektrycznej i za jedną czwartą zapotrzebowania na ogrzewanie domów. Stopniowe wycofywanie węgla stanowi wyzwanie nie tylko gospodarcze, ale również społeczne. Firmy zajmujące się wydobywaniem i eksportem węgla są ważnym pracodawcą w Republice Czeskiej. W perspektywie planów Unii Europejskiej, mających na celu przeciwdziałanie emisji gazów cieplarnianych, władze tego państwa muszą również przyspieszyć wdrażanie niskoemisyjnych źródeł wytwarzania energii, w tym budowę potrzebnej do tego infrastruktury.

Kolejnym ważnym zadaniem jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa poprzez dalszą dywersyfikację źródeł energii oraz zwiększenie odporności na ataki na infrastrukturę krytyczną. Działania w zakresie dywersyfikacji źródeł importu ropy naftowej i gazu ziemnego znacząco przyśpieszyła sytuacja na rynku energii spowodowana pełnoskalową inwazją Rosji na Ukrainę. Wyzwaniem częściowo podjętym już przez władze Republiki Czeskiej (zwiększenie przepustowości rurociągu TAL, umowa o wykorzystaniu terminalu regazyfikacyjnego w Eemshaven



w Holandii) jest rozbudowa i modernizacja infrastruktury potrzebnej do importu ropy naftowej i gazu ziemnego. W zakresie transportu gazu ziemnego problemem pozostaje brak kontroli państwa nad spółką Net4Gas, co znacznie utrudnia realizację projektów służących wzmocnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa (np. budowa gazociągu polsko-czeskiego Stork II).

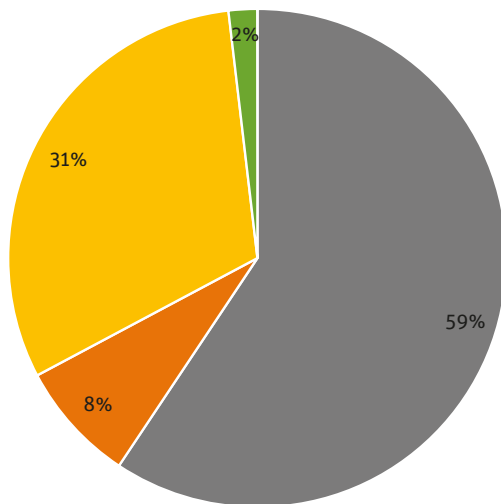


Damian Szacawa

# Republika Estońska



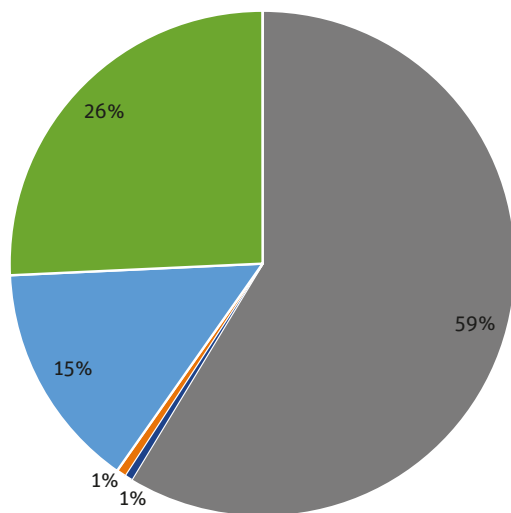
Struktura zużycia energii pierwotnej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Biopaliwa i odpady ■ Energia wiatru i słońca

Uwaga: w przypadku Estonii kategoria węgiel obejmuje łupki bitumiczne.

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



■ Węgiel ■ Ropa naftowa ■ Gaz ziemny ■ OZE ■ Inne

Uwaga: dane z 2021 r.

Uwaga: w przypadku Estonii kategoria węgiel obejmuje łupki bitumiczne.



## 1. Struktura bilansu energetycznego

Bezpieczeństwo energetyczne Estonii jest uwarunkowane kilkoma czynnikami, z czego do najważniejszych można zaliczyć: wielkość występujących złóż łupków bitumicznych, istniejącą infrastrukturę umożliwiającą dywersyfikację źródeł oraz kierunków importu gazu ziemnego, a także ograniczoną wielkość krajowego rynku energii. W kolejnych latach co najmniej dwie zmienne będą oddziaływać na kształt polityki energetycznej Estonii, a więc proces transformacji energetycznej oraz zakończenie działań w kierunku synchronizacji systemu elektroenergetycznego z europejską siecią kontynentalną.

O strukturze bilansu energetycznego w największym stopniu decyduje udział wysokoemisyjnych łupków bitumicznych (swoimi właściwościami fizyko-chemicznymi przypominają węgiel). Pomimo spadku ich znaczenia w ostatnich latach, w 2021 r. stanowiły one 59% całkowitego zużycia energii pierwotnej (TES). W ostatnich latach dynamicznie rośnie udział biopaliw i odpadów, które odpowiadają za 31%, a kolejne miejsce zajmuje gaz ziemny (8%). Najmniejszy w bilansie był udział odnawialnych źródeł energii (ok. 2%) oraz ropy naftowej (0,1%), która jeszcze na początku XXI w. była drugim najważniejszym surowcem.

W Estonii, w związku z polityką klimatyczną tego państwa i ograniczaniem emisji gazów cieplarnianych, od kilku lat prowadzona była dyskusja na temat pozyskiwania energii z elektrowni jądrowej w oparciu o małe reaktory jądrowe. Do czasu ich uruchomienia łupki bitumiczne oraz biopaliwa (głównie biomasa) pozostaną głównymi źródłami, odpowiadającymi w 2021 r. za 59% oraz 24% wytwarzania energii elektrycznej. Estonia modernizuje system wytwórczy energii elektrycznej opartej na łupkach bitumicznych, a jednym z etapów było otwarcie w 2018 r. elektrowni Auvere (600 MW), przy jednoczesnym zamknięciu niektórych starych jednostek produkcyjnych. W ostatnich latach rośnie znaczenie odnawialnych źródeł energii – łączny udział energii elektrycznej wytworzonej z farm wiatrowych, paneli fotowoltaicznych i hydroelektrowni wyniósł 15%. Nieco mniejszą rolę odgrywają odpady (2%), gaz ziemny (1%) oraz ropa naftowa (1%).



## 2. Baza surowcowa

93

Estonia dysponuje dużymi zasobami paliw kopalnych w postaci łupków bitumicznych. W państwie tym występują dwa rodzaje łupków bitumicznych: kukersyt i mułowiec, których łączne zasoby są szacowane na 16 mln baryłek (ilość ropy naftowej zawartej w łupkach bitumicznych), co powoduje, że Estonia dysponuje jednymi z największych na świecie rezerw tego surowca (10 miejsce). W państwie tym istnieją dwa główne złoża łupków bitumicznych, zlokalizowane w północno-wschodniej części kraju. W estońskim złożu położonym między Rakvere i Narwą łupki są wydobywane zarówno w kopalniach, jak i kamieniołomach. Grubość warstwy produkcyjnej wynosi tam do 2,9 metra (łupki naftowe w tzw. złożu Tapa, między Ambla i Väike-Maarja, są niższej jakości i leżą głębiej).

W Estonii łupki są wykorzystywane głównie do wytwarzania energii elektrycznej i oleju skalnego (łupkowego). Pozostałe produkty przemysłu łupkowego to bitum, koks, produkty chemiczne, alkilorezorcynole, fenole i żywice. Estońskie przedsiębiorstwa przemysłu łupkowego to: Eesti Energia AS, Viru Keemia Grupp AS i Kiviõli Keemiatööstuse OÜ (Alexela Group AS). W 2021 r. przychody estońskiego przemysłu łupkowego ze sprzedaży łupków wyniosły 955 mln EUR, w przedsiębiorstwach zatrudnionych było niemal 5300 osób, wydobyto łącznie 9,2 mln ton łupków naftowych (najmniej w ciągu ostatnich 30 lat)<sup>1</sup>.

Na terytorium Estonii nie jest wydobywany gaz ziemny, przy czym ważnym elementem strategii energetycznej tego państwa jest rozwój rynku biogazu i biometanu. W 2021 r. istniało 12 biogazowni i 5 biometanowni, z produkcją na poziomie 17 GWh biogazu i 152 GWh biometanu. Całkowita moc produkcyjna biogazu wynosi 12,6 MW, co odpowiada 4,8 MW zainstalowanej mocy elektrycznej. W 2014 r. Estoński Fundusz Rozwoju oszacował,

<sup>1</sup> Zob. więcej: *Eesti Põlevkivitööstuse Aastaraamat 2021*, TalTech Virumaa kolledži: Kohtla-Järve 2022, [http://data.vk.edu.ee/PKK\\_AR\\_21/e-raamat/](http://data.vk.edu.ee/PKK_AR_21/e-raamat/) [20.05.2023].



że Estonia ma zasoby do produkcji do 4,7 TWh (ok. 483 mln m<sup>3</sup>) biometanu rocznie, którego surowcami byłyby głównie biomasa z użytków zielonych (83%) i odpady z produkcji rolnej (9,8%)<sup>2</sup>.

### 3. Infrastruktura importowa

Dzięki wytwarzaniu energii elektrycznej z łupków bitumicznych oraz odnawialnych źródeł energii Estonia jest zaliczana do państw o niskim poziomie zależności energetycznej, który w 2021 r. wyniósł 1,4%. Mimo tego jest zmuszona do importu gazu ziemnego i ropy naftowej, które nie odgrywają jednak znaczącej roli ani w strukturze zużycia energii pierwotnej (łącznie 7,9%), ani w wytwarzaniu energii elektrycznej (1,1%).

Zapotrzebowanie na gaz ziemny jest stabilne (utrzymuje się na porównywalnym poziomie od 2014 r.) i wynosi 0,5 mld m<sup>3</sup> rocznie (z wyjątkiem spadku w 2020 r. wywołanego przez pandemię COVID-19). Spadek zużycia gazu ziemnego w Estonii wynika głównie z malejącego zapotrzebowania na ten surowiec w ciepłownictwie i przemyśle, ze względu na trwający od kilku lat proces przechodzenia na inne nośniki energii. Rynek gazu ziemnego w Estonii został otwarty w 2007 r. Bezpieczeństwo dostaw surowca w Estonii zapewnia firma AS Elering (operator systemu gazowego). Do 2014 r. Estonia była w pełni zależna od importu tego surowca z Federacji Rosyjskiej (bezpośrednio przez połączenia międzysystemowe z Rosji albo połączenia z magazynem Inčukalns na Łotwie). Połączenie z terminalem regazyfikacyjnym w Kłajpedzie na Litwie przez Łotwę pod koniec 2014 r. umożliwiło dywersyfikację źródeł oraz kierunków dostaw gazu ziemnego, ale w rzeczywistości jeszcze w 2019 r. Rosja pokrywała ok. 95% zapotrzebowania Estonii na ten surowiec. Estonia ma połączenie z Rosją przez Narwę i Värskę, z Łotwą przez Karksi i z Finlandią przez Paldiski. Jednocześnie Estonia jest

<sup>2</sup> Pozostałe surowce to odpady biodegradowalne z przemysłu, gaz wysypiskowy i odpady z oczyszczalni ścieków.



państwem tranzytowym, które umożliwia transport gazu ziemnego z Rosji na Łotwę poprzez gazociąg w Misso. W grudniu 2019 r. uruchomiono gazociąg Balticconnector o zdolności przesyłowej 2,6 mld m<sup>3</sup>, który łączy rynki gazu ziemnego w Estonii i Finlandii. Estoński system gazowy jest połączony także z magistralami gazowymi w Europie Środkowej za pomocą gazociągu GIPL, oddanego do eksploatacji w 2022 r. Konkurencja na rynku gazu ziemnego uległa poprawie w momencie rozpoczęcia funkcjonowania w grudniu 2022 r. fińsko-estońskiego terminalu regazyfikacyjnego typu FSRU w porcie w Inkoo (Finlandia). Wszystkie te inwestycje umożliwiły z końcem 2022 r. rezygnację z dostaw gazu ziemnego z Rosji.

Estonia nie importuje ropy naftowej, ponieważ nie posiada rafinerii. Zapotrzebowanie na paliwa używane w transporcie (m.in. benzyna, olej napędowy) jest zaspokajane dzięki importowi z Finlandii i Litwy. Tworzenie i zarządzanie zapasami paliw w Estonii reguluje odpowiednia ustawa, wprowadzona w 2005 r. Za zarządzanie zapasami odpowiada państwowa spółka AS Eesti Varude Keskus, która utrzymuje zapasy paliw odpowiadające 90-dniowemu krajowemu zużyciu, co jest zgodne z regulacjami prawnymi na poziomie Unii Europejskiej.

## **4. Założenia polityki energetycznej**

Od 2004 r. Estonia funkcjonuje w środowisku definiowanym w znacznej mierze przez regulacje Unii Europejskiej, w tym te w zakresie polityki klimatycznej i energetycznej. W związku z jej zacieśnianiem Estonia podejmuje działania w kierunku utrzymania niezależności energetycznej. Cele polityki energetycznej Estonii obejmują ponadto zapewnienie bezpieczeństwa dostaw i konkurencyjnych cen energii, które są jednym z najważniejszych warunków rozwoju gospodarczego państwa. Ustawa o organizacji sektora energetycznego (EnKS), przyjęta w 2016 r., określa środki służące osiągnięciu krajowego celu w zakresie efektywności energetycznej, zasady wspierania odnawialnych źródeł energii, wymagania dotyczące poprawy





charakterystyki energetycznej oraz podmioty w sektorze publicznym i prywatnym zobowiązane do podejmowanych działań<sup>3</sup>.

Realizacja tych celów odbywa się w oparciu o krajowe dokumenty, wśród których strategiczne znaczenie ma plan rozwoju sektora energetycznego do 2030 r. (ENMAK 2030)<sup>4</sup>, zatwierdzony przez rząd Estonii w 2017 r. Dokument ten określa cele i ramy polityki rządu do 2030 r. oraz jego ambicje do 2050 r. Zobowiązuje on Estonię do zdecydowanych działań na rzecz dekarbonizacji sektorów energii elektrycznej i transportu, a więc redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorach energetycznym, transportowym, w przemyśle oraz rolnictwie, leśnictwie i gospodarce odpadami o co najmniej 70% do 2030 r. i o ponad 80% do 2050 r. (w porównaniu do poziomu z 1990 r.), przy jednoczesnym utrzymaniu końcowego zużycia energii w 2030 r. na tym samym poziomie co w 2010 r. i zwiększeniu udziału energii odnawialnej w zużyciu końcowym do 50%. Dokument ten opiera się na założeniu, że realizacja planów rozwoju sektora energetycznego musi być korzystna z punktu widzenia konkurencyjności gospodarczej Estonii oraz zgodna z długoterminową polityką energetyczną i klimatyczną Unii Europejskiej.

Dokument ENMAK 2030 odwołuje się do strategii niskoemisyjnej, oficjalnie nazwanej „Ogólne zasady polityki klimatycznej do 2050 roku” (GPCP2050), która została przyjęta w kwietniu 2017 r. przez parlament Estonii<sup>5</sup>. GPCP2050 określa długoterminowy cel redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz wytyczne polityczne dotyczące dostosowania się gospodarki i społeczeństwa Estonii do zmian klimatu lub zwiększenia odporności i łagodzenia skutków zmian klimatu.

<sup>3</sup> *Energy Sector Organisation Act*, 16.06.2016, <https://www.riigiteataja.ee/en/eli/502092016001/consolide> [22.05.2023].

<sup>4</sup> *Energiamajanduse arengukava aastani 2030*, 20.10.2017, <https://www.mkm.ee/en/media/99/download> [22.05.2023].

<sup>5</sup> *Kliimapoliitika pöialused aastani 2050*, 05.04.2017, <https://www.riigiteataja.ee/akt/307042017001> [22.05.2023].



## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

97

Od odzyskania niepodległości w 1991 r. Estonia utożsamia bezpieczeństwo energetyczne z niezależnością energetyczną. Z tego powodu od wielu lat dąży do desynchronizacji z rosyjskim zintegrowanym systemem elektroenergetycznym i jednoczesnej integracji swojej sieci energetycznej z regionem nordyckim oraz Europą Środkową. Po zakończeniu licznych inwestycji (m.in. połączenia międzysystemowego EstLink 2 z Finlandią w 2014 r., trzeciej linii przesyłowej z Łotwą w 2020 r.) Estonia jest obecnie mocno związana z bałtyckim i nordyckim rynkiem energii (pełna synchronizacja planowana jest do końca 2025 r.). Z kolei dzięki nowym połączeniom gazowym (Balticconnector, GIPL) i inwestycjom w terminal regazyfikacyjny Estonia uniezależniła się od gazu ziemnego z Rosji i stała się integralną częścią korytarza tranzytowego tego surowca pomiędzy Europą Środkową a Północną.

Kluczowe wyzwania energetyczne Estonii są w znacznej mierze zdeterminowane przez duże uzależnienie od znaczenia łupków bitumicznych w sektorze energetycznym. Osiągnięcie celu gospodarki niskoemisyjnej wymaga zatem zmniejszenia roli, jaką łupki bitumiczne odgrywają w sektorze energetycznym tego państwa. Transformacja ta będzie napędzana przez nowy pakiet legislacyjny Unii Europejskiej (Fit for 55), który przewiduje m.in. reformę systemu handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (EU ETS). Estonia zaczęła proces transformacji energetycznej, w ramach którego udział energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii będzie rósł, a udział łupków bitumicznych będzie stale spadał na rzecz ich skraplania (produkcji oleju łupkowego), co ma mniejszy wpływ na środowisko.

Oprócz tego dekarbonizacji gospodarki Estonii służyć będą działania na rzecz zwiększenia efektywności energetycznej budynków i wprowadzenia transportu bezemisyjnego. Osiągnięcie celów w zakresie zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii ma być możliwe dzięki inwestycjom w morską energetykę wiatrową. Estonia planuje uruchomić morską farmę wiatrową Saare-Liivi w Zatoce Ryskiej (właściciel Utilitas Wind). W pierwszym etapie rozwoju planowana jest budowa ok. 80 turbin wiatrowych



o łącznej mocy 1200 MW i oczekiwanej rocznej generacji energii elektrycznej przekraczającej 5 TWh (projekt może zostać zakończony do 2028 r.)<sup>6</sup>.

Dla Estonii wyzwaniem pozostaje osiągnięcie niektórych celów określonych do realizacji do 2030 r. Obecne szacunki wskazują, że Estonia będzie samowystarczalna pod względem rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną pochodzącą z krajowych odnawialnych źródeł energii i będzie dysponować nadwyżką, która będzie mogła być skierowana na eksport. Już teraz pojawia się pytanie o możliwość jej sprzedaży, ponieważ pozostałe państwa w regionie Morza Bałtyckiego również planują podłączenie ogromnej liczby elektrowni słonecznych i morskich farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego. Co więcej, zauważalne jest ryzyko wystąpienia chwilowych niedoborów energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Z tego powodu Estonia bada również rozwiązania wodorowe i jądrowe. W lutym 2023 r. wybrano technologię GE Hitachi BWRX-300, a pierwszy reaktor jądrowy może zacząć działać do końca 2031 r. (docelowo w Estonii mogą powstać 4 bloki tego typu)<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> Utilitas, *Project information*, <https://saareliivituulepark.ee/projekti-info/> [26.05.2023].

<sup>7</sup> Fermi Energia, *Fermi Energia chooses GE Hitachi's BWRX-300 as the technology for planned SMR nuclear power plant in Estonia*, <https://fermi.ee/en/fermi-energia-chooses-ge-hitachis-bwrx-300-as-the-technology-for-planned-smr-nuclear-power-plant-in-estonia/> [26.05.2023].



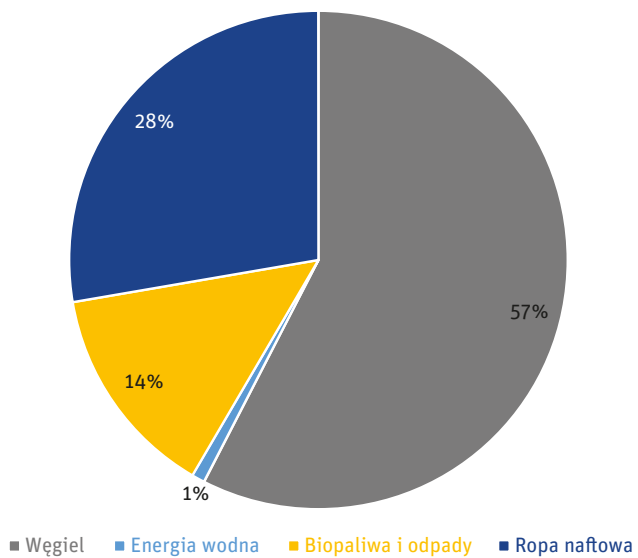


Konrad Pawłowski

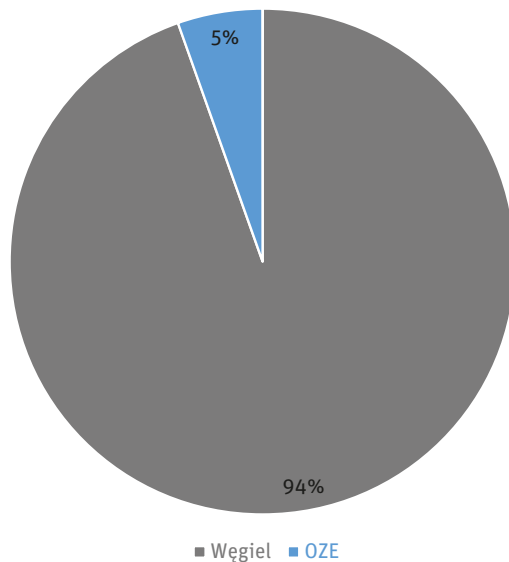
# Republika Kosowa



Struktura zużycia energii pierwotnej



Struktura wytwarzania energii elektrycznej



Uwaga: dane z 2021 r.



## 1. Struktura bilansu energetycznego

Najważniejszą rolę w strukturze zużycia energii pierwotnej (TES) w Kosowie odgrywają węgiel (57%) oraz ropa naftowa (28%). Duży udział węgla w bilansie energetycznym przekłada się na kluczową rolę tego nośnika energii w procesie wytwarzania energii elektrycznej (94%). Tym samym bezpieczeństwo energetyczne Kosowa jest uwarunkowane dostępnością węgla. Stanowi to poważne wyzwanie dla procesu transformacji energetycznej. Zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej będzie procesem długotrwałym. Tym bardziej że energia elektryczna tylko w niewielkim zakresie jest wytwarzana w hydroelektrowniach (4%). W Kosowie największe zużycie energii jest generowane przez gospodarstwa domowe (40,6%), transport (26,5%), sektor przemysłowy (19,9%), sektor usług (10,6%) i rolnictwo (2,4%)<sup>1</sup>.

## 2. Baza surowcowa

W przypadku Kosowa węgiel jest jedynym paliwem kopalnym o wysokim stopniu rozpoznania i niemal w całości jest to lignit (99,5% zasobów tego surowca). Na terytorium Kosowa znajdują się drugie co do wielkości w Europie i piąte w skali światowej zasoby tego surowca (12,5 mld ton). Kosowo nie posiada natomiast zasobów ropy naftowej ani gazu ziemnego<sup>2</sup>. Potencjał energetyczny Kosowa uzupełniają odnawialne źródła energii w postaci biomasy (drewno opałowe), energii wodnej (hydroelektrownie), energii wiatrowej i energii słonecznej<sup>3</sup>. Jakkolwiek potencjał hydroenergetyczny

<sup>1</sup> Kosovo Agency of Statistics, *Annual Energy Balance in the Republic of Kosovo in 2021*, Prishtina 2022, s. 13, <https://ask.rks-gov.net/media/6959/energy-balance-in-kosovo-2021.pdf> [29.05.2023].

<sup>2</sup> Kosowo posiada jednak duże zasoby innych surowców naturalnych, wśród których znajdują się m.in. rudy żelaza, ołowiu, cynku, chromu, niklu, srebra i złota, boksyt i magnezyt. Zob. N. Malcolm, *Kosovo. A Short History*, London 2002, s. 4-5.

<sup>3</sup> Kosovo Agency of Statistics, *Annual Energy...*, s. 16-18; B. Ramaj, F. Stavileci, *Oil & Gas Laws and Regulations in Kosovo*, CEE Legal Matters, 22.03.2022, <https://ceelegalmatters.com/oil-gas-2022/oil-gas-kosovo-2022> [24.05.2023].



Kosowa jest skromny, państwo to ma faktyczny potencjał do wytwarzania energii słonecznej<sup>4</sup>.

103

### 3. Infrastruktura importowa

Na terytorium Kosowa nie istnieje infrastruktura umożliwiająca transport ropy naftowej i gazu ziemnego, a także tranzyt tych surowców. Usytuowane w centrum regionu Bałkanów państwo posiada dogodne położenie geograficzne i znajduje się w sąsiedztwie głównych szlaków tranzytu surowców, jednak wszystkie rurociągi istniejące w regionie Bałkanów Zachodnich *de facto* omijają Kosowo. Sytuacja ta odbiega od doświadczeń pozostałych państw Europy Południowo-Wschodniej i skutkuje swoistą peryferyjnością energetyczną terytorium Kosowa. Wpływ na taki stan rzeczy mają niekorzystne dla rozwoju kosowskiej energetyki uwarunkowania historyczne, ekonomiczne i polityczne (m.in. nadal trwający spór z Serbią w kwestii statusu międzynarodowego Kosowa). Sytuacja ta częściowo wynika również z polityki energetycznej obecnych władz w Prisztinie. W 2021 r. rząd premiera Albina Kurtiego odrzucił bowiem propozycję budowy gazociągu łączącego Kosowo i Północną Macedonię, wysuniętą, wspieraną i w perspektywie współfinansowaną (przyznany grant o wartości 200 mln USD) przez władze USA. Budowa gazociągu pozwoliłaby Kosowu na „podłączenie” się do gazociągu TAP, biegnącego z Grecji *via* Albania do Włoch i stanowiącego część Południowego Korytarza Gazowego<sup>5</sup>. W celu uzasadnienia swego stanowiska władze Kosowa wskazywały na: wysokie koszty budowy gazociągu i dyskusyjną opłacalność takiej inwestycji w obecnych realiach międzynarodowych (tj. w sytuacji rosnących cen gazu

<sup>4</sup> S. Stojančov, *Kush prodhon më shumë energji në rajon?*, Radio Evropa e Lirë, 23.09.2022, <https://www.evropaelire.org/a/kush-prodhon-me-shume-energji-ne-rajon/32047965.html> [29.05.2023].

<sup>5</sup> B. Matias, *Evaluating Kosovo's Decision to Refuse the Gas Pipeline: Geostrategic losses and gambles*, „Policy Analysis” 2022, nr 2, s. 4-16.





ziemnego oraz braku infrastruktury krajowej do przesyłu i dystrybucji tego surowca), odległą perspektywę czasową (szacowane zakończenie budowy gazociągu w ciągu 7-9 lat), negatywne skutki stosowania gazu ziemnego dla środowiska oraz potrzebę implementacji rozwiązań prawdziwie długoterminowych, tj. uruchomienie procesu budowy potencjału energetycznego państwa w oparciu o odnawialne źródła energii. Argumenty te sprowadzały się zatem do stwierdzenia, że w przypadku Kosowa inwestycje w energię gazową byłyby rozwiązaniem kosztownym i nieopłacalnym, jedynie krótko- lub średnioterminowym oraz nieekologicznym<sup>6</sup>.

## 4. Założenia polityki energetycznej

W dyskusji na temat polityki energetycznej Kosowa konsekwentnie wskazuje się na potrzebę uruchomienia systemowej modernizacji całego sektora energetycznego. Zakłada się zatem, że modernizacja ta powinna przebiegać w trzech obszarach. Po pierwsze, zmniejszenia energochłonności i podniesienia poziomu efektywności energetycznej, realizowanej m.in. poprzez zmniejszenie strat przesyłowych, podniesienie świadomości energetycznej obywateli oraz poprawę efektywności energetycznej budynków. Po drugie, zmniejszenia emisji zanieczyszczeń w procesie wytwarzania energii elektrycznej (stopniowe zamykanie przestarzałej technologicznie elektrowni węglowej Kosova A (Obiliq/Obilić) i modernizacji elektrowni Kosova B (Obiliq/Obilić). Po trzecie, tranzycji energetyki Kosowa w stronę odnawialnych źródeł energii, w tym przede wszystkim energii wiatrowej i słonecznej. Władze Kosowa zakładają, że w ciągu najbliższej dekady odnawialne źródła energii staną się najważniejszym źródłem wytwarzania energii elektrycznej, co doprowadzi do dywersyfikacji źródeł wytwarzania

<sup>6</sup> Ibidem; Republic of Kosovo, *Energy Strategy...*, s. 18; Akademia e Shkencave dhe e Arteve e Kosovës, *Raporti për prodhimin e energjisë elektrike në Kosovë*, Prishtinë 2020, s. 12, [https://www.ashak.org/repository/docs/Raporti\\_per\\_prodhimin\\_e\\_energjisë\\_elektrike\\_ne\\_Kosove\\_253106.pdf](https://www.ashak.org/repository/docs/Raporti_per_prodhimin_e_energjisë_elektrike_ne_Kosove_253106.pdf) [28.05.2023].



energii, zapewni bezpieczeństwo energetyczne państwa, obniży koszty energii dla obywateli i biznesu, zmniejszy emisję zanieczyszczeń oraz doprowadzi do rozwoju gospodarki. Rząd w Prisztinie oczekuje, że Kosowo stanie się w przyszłości liderem w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w regionie Bałkanów Zachodnich oraz przykładem gospodarki przyjaznej środowisku naturalnemu.

Władze w Prisztinie nie planują obecnie budowy połączeń gazowych z sąsiednimi państwami, nie wykluczają jednak możliwości zmiany tego stanowiska. Kosowscy decydenci wyrażają natomiast zainteresowanie wspólną inwestycją w budowę elektrowni opalanej gazem ziemnym w Albanii, a potencjalnie również w Macedonii Północnej i Grecji. Rozwiązanie to pozwoliłoby Kosowu na dostęp do energii elektrycznej bez konieczności budowy infrastruktury umożliwiającej transport gazu ziemnego<sup>7</sup>. W polityce energetycznej Kosowa istotne znaczenie przypisuje się rozwojowi współpracy energetycznej z Albanią, która wpisuje się w szerszą wizję rozwoju stosunków polityczno-gospodarczych i integracji regionalnej obu państw<sup>8</sup>.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Funkcjonowanie sektora energetycznego w Kosowie charakteryzuje szereg wyzwań i ograniczeń. Po pierwsze, są to: specyfika rozwoju ekonomicznego Kosowa w czasach Socjalistycznej Federacyjnej Republiki Jugosławii, konflikt zbrojny (1998-1999), przedłużający się proces powojennej stabilizacji, zapóźnienia modernizacyjne i inwestycyjne w sektorze energetycznym oraz problemy makroekonomiczne gospodarki Kosowa<sup>9</sup>.

<sup>7</sup> Ibidem, s. 28; *Kosovo\* may buy stake in gas-fired power plant project in Albania*, Balkan Green Energy News, 21.06.2022, <https://balkangreenenergynews.com/kosovo-may-buy-stake-in-gas-fired-power-plant-project-in-albania/> [28.05.2023].

<sup>8</sup> Szerzej zob. Republic of Kosovo, *Energy Strategy...*, s. 6, 9, 11, 14, 23, 29, 35.

<sup>9</sup> H. Kukaj, A. Alishani, *Global financial crisis and its impact in the countries in transition – with special emphasis in Kosovo*, „Academic Journal of Business, Administration, Law and Social Sciences” 2017, vol. 3, nr 2, s. 123-128.



Po drugie, brak krajowej infrastruktury transportującej ropę naftową oraz interkonektorów do importu i tranzytu gazu ziemnego, wykluczający Kosowo z uczestnictwa w procesie tranzytu surowców energetycznych w subregionie Bałkanów Zachodnich. Po trzecie, niemal całkowita zależność od węgla w procesie wytwarzania energii elektrycznej (ok. 95%)<sup>10</sup>. W tych uwarunkowaniach funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego jest oparte na przestarzałych i awaryjnych elektrowniach węglowych, które nie zapewniają wystarczających ilości energii oraz są głównym źródłem emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczenia powietrza, stwarzającego poważne zagrożenie dla zdrowia mieszkańców Kosowa<sup>11</sup>.

Po czwarte, słabość gospodarki Kosowa oraz niekorzystne uwarunkowania infrastrukturalne powodują, że w przypadku Kosowa transformacja energetyczna w postaci zastąpienia węgla w procesie wytwarzania energii elektrycznej stanowi poważne wyzwanie. Jest to spowodowane kilkoma czynnikami: niską efektywnością energetyczną gospodarki i gospodarstw domowych; oparciem wytwarzania energii elektrycznej na przestarzałych i awaryjnych elektrowniach węglowych<sup>12</sup>; niestabilnością dostaw energii elektrycznej, która generowana jest przez ograniczone zdolności produkcyjne, powtarzające się awarie, skutkujące przypadkowymi lub wprowadzanymi przez władze kilkugodzinnymi przerwami w dostawach energii; przestarzałą infrastrukturą elektroenergetyczną i kradzieżą energii, generującą ok. 16% straty w przesyśle

---

<sup>10</sup> Zob. i por. Republic of Kosovo, *Energy Strategy...*, s. 16; P. Ruiz i in., *Recent trends in coal and Recent trends in coal and peat regions in the Western Balkans and Ukraine*, Luxemburg 2021, s. 10, <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC126154> [28.05.2023].

<sup>11</sup> Wybudowane kilka kilometrów od Prisztiny bloki węglowe elektrowni Kosova A i Kosova B powstały w latach 1962-1975 oraz 1983-1984. Przestarzałe rozwiązania technologiczne powodują, że elektrownię Kosova A uważa się dzisiaj za największego, pojedynczego emitenta zanieczyszczeń w Europie. Zob. G. Paçarizi, *Energy blackouts: What, how and why?*, Kosovo 2.0, 11.01.2022, <https://kosovotwopointzero.com/en/energy-blackouts-what-how-and-why/> [28.05.2023].

<sup>12</sup> Ibidem.



energii elektrycznej<sup>13</sup>; zależnością importową, a więc koniecznością zakupu od sąsiednich państw (przede wszystkim Albanii) ok. 10% konsumowanej energii elektrycznej, a także paliw, które trafiają do Kosowa transportem kolejowym lub drogowym z Macedonii Północnej, Albanii i Serbii<sup>14</sup>.

Po piąte, na funkcjonowanie kosowskiej energetyki wpływ wywiera także spór polityczny z Serbią w kwestii statusu międzynarodowego Kosowa, generujący ograniczenia jurysdykcji władz w Prisztinie na obszarze czterech gmin północnego Kosowa, zamieszkanymi w większości (ok. 93%) przez ludność serbską. Mimo porozumień dotyczących energetyki, zawartych w 2013 r., 2015 r. i 2022 r. w ramach dialogu między Belgradem i Prisztiną, prowadzonego przy wsparciu Unii Europejskiej, od zakończenia wojny w 1999 r. większość mieszkańców północnego Kosowa – zarówno z powodów *stricte* politycznych, jak i faktycznego braku możliwości egzekucji na tym obszarze płatności za prąd przez instytucje Kosowa – nie płaci rachunków za użytą energię elektryczną. Sytuacja ta odzwierciedla nadal istniejące, głębokie upolitycznienie kwestii energetycznych w relacjach serbsko-kosowskich oraz generuje wymierne obciążenia dla budżetu Kosowa<sup>15</sup>.

<sup>13</sup> W 2013 r. straty te sięgały 31%. Zob. i por. Republic of Kosovo, *Energy Strategy...*, s. 16; *Losses in the electricity network of Kosovo dropped to 15.96 percent*, KEDS, 8.12.2022, <https://www.keds-energy.com/eng/news/losses-in-the-electricity-network-of-kosovo-d-2379/> [28.05.2023].

<sup>14</sup> Akademia e Shkencave dhe e Arteve e Kosovës, *Raporti për prodhimin e energjisë...*, s. 12; *Importi i energjisë elektrike mund t'i kushtojë Kosovës deri në 150 milionë euro në muaj, format tjera të ngrohjes dhe kursimi i energjisë jetike*, Kosovo. Energy, 29.09.2022, <https://kosovo.energy/importi-i-energjisë-elektrike-mund-ti-kushtojë-kosovës-deri-në-150-milione-euro-në-muaj-format-tjera-te-ngrohjes-dhe-kursimi-i-energjisë-jetike/> [28.05.2023].

<sup>15</sup> Szerzej zob. A. Miladinović, *Život na Kosovu: Ko plaća koje račune za komunalije*, BBC News, 21.01.2021, <https://www.bbc.com/serbian/lat/balkan-55677677> [29.05.2023]; *Energy agreement adopted: Elektroserver receives a supply license, KEDS and KOSTT access to Valac*, KoSSev, 21.06.2022, <https://kossev.info/energy-agreement-adopted-elektrosever-receives-a-supply-license-keds-and-kostt-access-to-valac/> [29.05.2023]; J. Weizman, *Unpaid bills and a mounting debt*, Kosovo 2.0, 29.06.2022, <https://kosovotwopointzero.com/en/unpaid-bills-and-a-mounting-debt/> [29.05.2023].

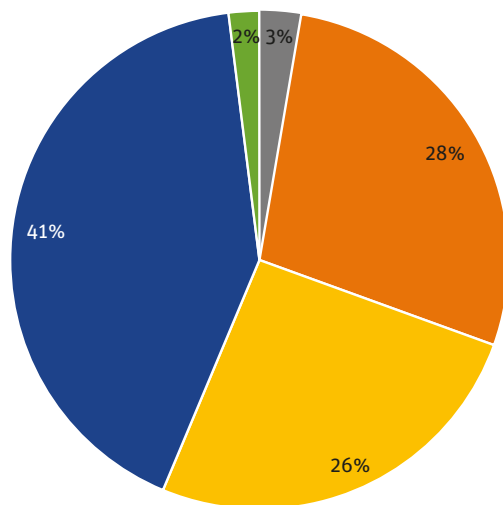


Aleksandra Kuczyńska-Zonik

# Republika Litewska

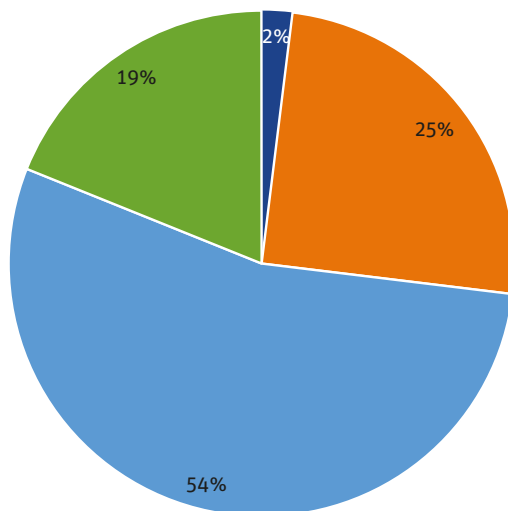


Struktura zużycia energii pierwotnej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Biopaliwa i odpady ■ Ropa naftowa ■ Energia wiatru i słońca

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



■ Ropa naftowa ■ Gaz ziemny ■ OZE ■ Inne

Uwaga: dane z 2021 r.



## 1. Struktura bilansu energetycznego

Od lat 90. XX w. sektor energetyczny Litwy przeszedł duże przeobrażenia, które były związane przede wszystkim ze zmianą struktury wytwarzania energii elektrycznej. W strukturze zużycia energii pierwotnej największą rolę odgrywają ropa naftowa (41%), gaz ziemny (28%) oraz biopaliwa i odpady (26%). Poziom wydobycia ropy naftowej jest niewielki, surowiec ten jest importowany i w całości wykorzystywany w przemyśle petrochemicznym. Udział tego nośnika energii w bilansie energetycznym znacznie wzrósł wraz z zamknięciem Ignalińskiej Elektrowni Jądrowej (Ignalinos atominė elektrinė) w 2009 r., zgodnie z wymaganiami dotyczącymi przystąpienia Litwy do Unii Europejskiej. Zamknięcie jedynej funkcjonującej w tym państwie elektrowni jądrowej spowodowało, że w kolejnych latach Litwa stawała się coraz bardziej zależna od importu energii elektrycznej (w 2010 r. zależność energetyczna Litwy wynosiła 74,6%, a w 2020 r. – 65,6%).

Współcześnie Litwa w dalszym ciągu pozostaje państwem zależnym od dostaw energii elektrycznej. Niemniej dzięki odnawialnym źródłom energii z tego typu nośników wytwarzana jest ponad połowa energii elektrycznej (w 2022 r. było to 54%, a w 2021 r. – 48%; cel Unii Europejskiej na wykorzystywanie OZE do wytwarzania energii elektrycznej na poziomie przynajmniej 20% Litwa osiągnęła już w 2014 r.). Największy potencjał w ramach odnawialnych źródeł energii stanowią drewno opałowe i odpady rolne przeznaczone na opał. W 2021 r. tego typu nośniki energii służyły wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła dostarczanego centralnie (54%) oraz w gospodarstwach domowych (33%). Drewno opałowe i odpady drzewne przeznaczone na opał w 2021 r. stanowiły źródło wytwarzania 64% całkowitej energii cieplnej produkowanej w elektrowniach i kotłowniach oraz 14% energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach. W 2021 r. farmy wiatrowe działające na Litwie dostarczyły nieco mniej niż jedną trzecią całkowitej energii elektrycznej wyprodukowanej w tym państwie. Na Litwie zainstalowano łącznie 671 MW elektrowni wiatrowych. Dodatkowo elektrownie fotowoltaiczne wytworzyły 190,8 mln kWh energii elektrycznej, a elektrownie wodne – 383,7 mln kWh. Stanowiło to odpowiednio niemal 50% więcej i niemal 30% więcej niż 2020 r. i było dowodem na rozwój



lokalnego wytwarzania energii elektrycznej oraz przyczyniało się do realizacji międzynarodowych celów Litwy w zakresie łagodzenia zmian klimatu.

111

Rząd ma ambitny cel – 80-procentowy udział odnawialnych źródeł energii w końcowym zapotrzebowaniu na energię do 2050 r. W przypadku samego wytwarzania energii państwo to dąży do osiągnięcia udziału OZE na poziomie 100% do 2050 r. Wyjątkową cechą litewskiego rynku jest szybki wzrost prosumentów (właściciele zarejestrowanych instalacji OZE, którzy korzystają z wytworzonej energii elektrycznej), którzy do 2030 r. powinni stanowić 30% ogółu odbiorców energii elektrycznej.

## **2. Baza surowcowa**

Litwa posiada skromne zasoby surowców energetycznych. Odkryte w latach 50. XX w. niewielkie złoża ropy naftowej zlokalizowane są w zachodniej części państwa (Šilutė-Tauragė). Pokłady tego surowca zaczęto wydobywać dopiero od 1968 r. Ze względu na znaczące zmiany strukturalne w sektorze wydobywczym, wzrost importu materiałów budowlanych, rosnące ceny surowców energetycznych, brak środków na modernizację energochłonnych technologii, wzrost kosztów transportu i ograniczone możliwości rynku zewnętrznego, w okresie 1990-1996 wydobywanie surowców mineralnych na Litwie zmniejszyło się ponad siedmiokrotnie. Następnie poziom ten się ustabilizował. Jednak w ostatnich 20 latach wolumen wydobycia sukcesywnie spada ze względu na niekorzystne warunki geologiczne (trudności w eksploatacji), brak zainteresowania wśród zagranicznych inwestorów (warunki koncesyjne), sytuację na światowym rynku ropy naftowej (wahania cen). Od lat odnotowywany jest spadek wydobycia tego surowca, którego szczyt nastąpił w 2001 r. Ponadto istnieje złożo zlokalizowane w Zalewie Kurońskim, odkryte w 1983 r., jednak nie jest wykorzystywane przez Litwę, przy czym jego eksploatacja mogłaby zaspokoić 20% krajowego zapotrzebowania na ropę naftową na kolejne 20 lat. Na brak inwestycji wpływają czynniki środowiskowe (szkodliwość) oraz inwestycyjne (potrzeba kapitałochłonnych nakładów finansowych). Tym samym tego typu czynniki stanowią ograniczenie dla ekstensywnego wydobycia





tego surowca na Litwie. Od 2004 r. złoża Kravtsovskoje jest eksploatowane przez Rosję i istnieje duże prawdopodobieństwo, iż firma Lukoil wydobywa surowiec również z litewskiej części złoża.

W celu rozwoju tworzenia zrównoważonych zasobów energetycznych, zmniejszenia zanieczyszczenia środowiska i zwiększenia niezależności energetycznej Litwa planuje rozwój energetyki wiatrowej na Morzu Bałtyckim. Łączna moc zainstalowanych elektrowni wiatrowych w 2020 r. wyniosła 540 MW. Do 2025 r. planowane są inwestycje związane z odnawialnymi źródłami energii (łączna moc na poziomie 2510 MW), które będą pochodzić z elektrowni wiatrowych (1200 MW), słonecznych (1000 MW) oraz innych (310 MW). Zainstalowana moc ma do 2030 r. wynieść do 3550 MW. Obecnie dominującym kierunkiem prac inwestycyjnych w zakresie odnawialnych źródeł energii są farmy wiatrowe, a nie słoneczne, ze względu na lepsze warunki pogodowe na Litwie.

### 3. Infrastruktura importowa

Infrastruktura energetyczna na Litwie jest dobrze rozwinięta. Na Litwie istnieją dwa główne rurociągi, jednak czynny pozostaje tylko jeden, łączący terminal naftowy w Butyndze z rafinerią w Możejkach. Linia ta jest obsługiwana przez spółkę ORLEN Lietuva, a jej przepustowość projektowa (import/eksport) wynosi 14 mln ton rocznie. Od 2006 r. rurociąg służy wyłącznie do importu surowca z terminalu w Butyndze do rafinerii w Możejkach. Drugi rurociąg, łączący w przeszłości rafinerię z Federacją Rosyjską poprzez Białoruś i częściowo Łotwę, nie funkcjonuje od lipca 2006 r. z powodu zgłoszonej usterki technicznej (rurociąg Połock-Birże-Możejki o zdolnościach transportowych wynoszących 16 mln ton rocznie). Jedynym rurociągiem produktowym Litwy jest Iłuksza-Birże-Windawa (Łotwa-Litwa-Łotwa), transportujący olej napędowy na północ kraju, o rocznej zdolności przepustowej wynoszącej 6 mln ton.

Terminal naftowy w Butyndze jest przeznaczony wyłącznie do importu ropy naftowej dla rafinerii w Możejkach i znajduje się w zachodniej Litwie, w pobliżu Połagi. Jest to jednopunktowy terminal cumowniczy



o przepustowości 14 mln ton rocznie. Port w Kłajpedzie, położony w centralnej części litewskiego wybrzeża, jest najbardziej wysuniętym na północ wolnym od lodu portem na wschodnim wybrzeżu Morza Bałtyckiego. Tym samym jest najważniejszym i największym litewskim węzłem komunikacyjnym i spełnia ważną rolę importu i eksportu paliw. Obsługą terminalu zajmuje się firma Klaipedos Nafta (KN Oil Terminal), której dominującym akcjonariuszem jest rząd Litwy (72,3%), reprezentowany przez Ministerstwo Energii, a pozostałe akcje (10,41%) należą do prywatnej firmy Achema Group. Terminal ma całkowitą roczną zdolność importowo-eksportową na poziomie 8 mln ton. Dodatkowo firma Kroviniu Terminalas, sąsiadująca z KN Oil Terminal, specjalizuje się w przeładunkach paliw i produktów petrochemicznych, z możliwością przeładunku do 2 mln ton rocznie.

Funkcjonująca w północno-zachodniej Litwie rafineria w Możejkach (zdolność przerobowa wynosi 15 mln ton), należąca do ORLEN Lietuva, jest jedynym tego typu zakładem w państwach bałtyckich. Obecnie jej zdolność przerobowa wynosi 10,4 mln ton rocznie. W 2021 r. w rafinerii zainicjowano proces modernizacji zakładu, tak aby zwiększyć udział paliw wysokomarżowych w strukturze produkcji z obecnego niskiego poziomu 72% do 84%. Na Litwie funkcjonuje odpowiedni system do magazynowania ropy naftowej oraz paliw. Całkowita pojemność magazynowania ropy naftowej na Litwie wynosi 2,88 mln m<sup>3</sup> (18,1 mln baryłek) i składa się w całości ze zbiorników naziemnych. Pojemności magazynowe na ropę naftową stanowią jedną piątą całości (3,89 mln baryłek) i są zlokalizowane w terminalu naftowym w Butyndze (1,93 mln baryłek), rafinerii ORLEN Lietuva (1,26 mln baryłek) oraz w terminalu naftowym Klaipedos Nafta (0,7 mln baryłek). Pojemność magazynowa na paliwa wynosi 14,2 mln baryłek i są one zlokalizowane głównie w rafinerii ORLEN Lietuva (3,27 mln baryłek), terminalu naftowym w Butyndze (4,81 mln baryłek), terminalach Klaipedos Nafta i Kroviniu Terminalas (3,18 mln baryłek) oraz w terminalu naftowym w Suboczcu (Subačiaus naftos terminalas) (2,25 mln baryłek).

Dzięki oddaniu do użytku terminalu regazyfikacyjnego w Kłajpedzie w 2015 r. oraz drugiej nitki gazociągu Kłajpeda-Kurszany (o długości 110 km) sytuacja w sektorze gazu ziemnego uległa zasadniczej zmianie.



Stworzono bowiem możliwość zakupu gazu ziemnego na rynkach międzynarodowych i zniesiono wieloletni monopol Rosji na dostawy tego surowca. Litwa uzyskała możliwość pozyskiwania gazu ziemnego z dowolnego kierunku i transportu do pozostałych państw bałtyckich, co w rezultacie zwiększyło poziom regionalnego bezpieczeństwa energetycznego. Zdolność regazyfikacyjna terminalu wynosi 4 mld m<sup>3</sup> (terminal jest w stanie zarówno pokryć w całości krajowe zapotrzebowanie na rynek, jak i zapewnić dostawy surowca do klientów spoza Litwy). W ciągu ostatnich kilku lat ponad połowa gazu ziemnego dostarczanego z terminalu regazyfikacyjnego została wykorzystana na Litwie. Natomiast oddany do eksploatacji w 2022 r. gazociąg GIPL (interkonektor Polska-Litwa) umożliwił integrację państw bałtyckich i Finlandii z rynkiem gazu ziemnego państw Unii Europejskiej, zdywersyfikował źródła i kierunki dostaw surowca, a także konkurencyjność, płynność i bezpieczeństwo rynku gazu ziemnego na Litwie.

## 4. Założenia polityki energetycznej

Od lat 90. XX w. sektor energetyczny Litwy przeszedł trzy główne przemiany: zmniejszenie uzależnienia od importu dzięki znacznym inwestycjom w krajowe moce wytwórcze energii elektrycznej (głównie odnawialne źródła energii); dywersyfikację dostawców źródeł energii i zwiększenie konkurencyjności; oraz zwiększenie efektywności energetycznej. W polityce energetycznej Litwy od lat priorytetowym zadaniem było stopniowe znoszenie uzależnienia od Federacji Rosyjskiej. Temu celowi służyć miały m.in. dywersyfikacja dostaw surowców, zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym oraz poprawa efektywności energetycznej.

Poważnym wyzwaniem dla gospodarki Litwy była konieczność wygaszenia działalności Ignalińskiej Elektrowni Atomowej w Wisagini, do czego państwo zobowiązało się w trakcie negocjacji akcesyjnych do Unii Europejskiej (ostatni reaktor tej elektrowni został zamknięty 31 grudnia 2009 r.). Wcześniej energia wytworzona w elektrowni dominowała w strukturze zaopatrzenia w energię pierwotną (w 2003 r. udział energii jądrowej



wynosił 42,8%, podczas gdy udział ropy naftowej – 28,7%, a gazu ziemnego – 25,2%<sup>1</sup>). W ciągu pierwszych 10 lat po wstąpieniu do Unii Europejskiej Litwa stawała się coraz bardziej uzależniona od importu energii elektrycznej, a tym samym coraz bardziej podatna na zmiany cen energii. Głównym partnerem handlowym została Rosja, co nie było na Litwie postrzegane pozytywnie z racji przekonania, że dostawy surowców stanowią dla tego państwa ważny instrument nacisku politycznego. Dlatego też poszczególne rządy rozpoczęły proces uniezależniania od Rosji, który przyspieszył zwłaszcza w drugiej dekadzie XXI w. Ważnym etapem dla przełamania uzależnienia od Rosji stało się uruchomienie na początku 2015 r. terminalu regazyfikacyjnego w Kłajpedzie, umożliwiającego zwiększenie dostaw gazu z innych źródeł niż z Rosji. Niezależność energetyczną należy uznać za strategiczny cel, do którego dążą władze Litwy. Wyrazem tych starań jest m.in. przyjęcie w 2018 r. Krajowej Strategii Niezależności Energetycznej<sup>2</sup>. Dokument w dużym stopniu skupia się na rozwoju odnawialnych źródeł energii. Planuje się, że import energii elektrycznej będzie stopniowo zastępowany energią wytwarzaną lokalnie na Litwie, która ma stanowić 70% krajowego zużycia w 2030 r. i 100% w 2050 r. Innym celem jest sprawienie, aby 80% krajowego zapotrzebowania na energię do 2050 r. pochodziło ze źródeł niskoemisyjnych.

Litwa kontynuuje również wieloletni program renowacji i modernizacji budynków mieszkalnych (2005-2020), przewidujący zwiększenie efektywności energetycznej poprzez remont urządzeń grzewczych, naprawę i uszczelnianie okien oraz drzwi. Rządowe programy zakładają, że modernizacja doprowadzi do zmniejszenia zużycia energii cieplnej w budynkach.

---

<sup>1</sup> D. Streimikiene, *Climate change mitigation policies in energy sector of Baltic States*, [https://www.worldenergy.org/assets/downloads/PUB\\_Energy\\_and\\_Climate\\_Change\\_Annex\\_Baltic\\_states\\_2007\\_WEC.pdf](https://www.worldenergy.org/assets/downloads/PUB_Energy_and_Climate_Change_Annex_Baltic_states_2007_WEC.pdf), s. 3 [5.05.2020].

<sup>2</sup> Lietuvos Respublikos Energetikos ministerija, *National Energy Independence Strategy*, enmin.lrv.lt, [http://enmin.lrv.lt/uploads/enmin/documents/files/National\\_energy\\_independence\\_strategy\\_2018.pdf](http://enmin.lrv.lt/uploads/enmin/documents/files/National_energy_independence_strategy_2018.pdf) [31.05.2020].



W ostatnich latach Litwa poczyniła znaczące kroki w kierunku gospodarki niskoemisyjnej, czego przykładem jest spadek emisji gazów cieplarnianych z sektorów energetycznych, nieznaczny spadek z sektora transportowego oraz wzrost w sektorach LULUCF. Z kolei udział energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii osiągnął w 2018 r. poziom 24,4% (powyżej krajowego celu „Europa 2020” – 23%), głównie dzięki wzrostowi udziału tych nośników energii w sektorze ciepłowniczym<sup>3</sup>. Niemniej osiągnięcie celów zrównoważonego rozwoju będzie wymagać zwiększenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii; zwiększenia zdolności lokalnego wytwarzania energii elektrycznej w wyniku zmniejszania zależności od importu paliw kopalnych; decentralizacji wytwarzania energii elektrycznej, dającej możliwość wykorzystania energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii na potrzeby krajowe; rozwoju nowoczesnych i efektywnych ekonomicznie technologii oraz zmniejszenia obciążeń finansowych dla odbiorców energii.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

W nadchodzących latach Litwa będzie musiała sprostać wielu wyzwaniom w celu zapewnienia efektywnego rozwoju krajowego sektora energetycznego. Do takich istotnych wyzwań można zaliczyć: obniżenie kosztów transformacji energetycznej, zmniejszenie kosztów dostaw gazu ziemnego oraz synchronizację systemu elektroenergetycznego z państwami Unii Europejskiej.

Litwa, zobowiązując się do wygaszenia elektrowni w Ignalinie, otrzymała dodatkowe wsparcie finansowe na likwidację tej instalacji. W Protokole

<sup>3</sup> W ciągu ostatnich pięciu lat udział biomasy w wytwarzaniu energii cieplnej dla mieszkańców wzrósł z 30 do 70%, przy równoległym obniżeniu opłat za ogrzewanie. Lietuvos Respublikos Prezidentas, *The President introduced Lithuania's new global initiative at the UN Climate Action Summit*, lrp.lt, 24.09.2019, <https://www.lrp.lt/en/media-center/news/the-president-introduced-lithuanias-new-global-initiative-at-the-un-climate-action-summit/33125> [1.06.2020].



nr 4 do Aktu Przystąpienia Litwy do Unii Europejskiej uznano, że zamknięcie elektrowni jest dla Litwy znacznym obciążeniem finansowym, nieadekwatnym do wielkości i możliwości gospodarczych kraju, dlatego przyznano jej środki finansowe na ten cel (w 2014 r. całkowity koszt oszacowano na 2,6 mld EUR). Wkład Litwy w ten proces wynosi średnio 14% rocznie, a przewidywany termin zakończenia likwidacji elektrowni to 2038 r.

117

Istotne zmiany w sektorze gazu ziemnego, związane ze spadkiem zużycia tego surowca, prowadzą do wzrostu kosztów eksploatacji infrastruktury. Dlatego jednym z podstawowych zadań w tym zakresie jest obniżenie kosztów utrzymania infrastruktury transportu gazu ziemnego, osiągnięcie niższych cen importowych oraz utrzymanie wysokiego poziomu niezawodności i bezpieczeństwa dostaw.

Pomimo członkostwa Litwy w Unii Europejskiej i integracji z rynkiem skandynawskim, system elektroenergetyczny tego państwa pozostaje odrębny, gdyż stanowi część synchronicznie działającego wspólnego systemu BRELL i rosyjskiego systemu IPS/UPS. Synchronizacja państw bałtyckich z Europą kontynentalną jest realizowana, począwszy od wspólnej deklaracji zasad w 2009 r. W czerwcu 2018 r. premierzy Estonii, Łotwy i Polski, prezydent Litwy i przewodniczący Komisji Europejskiej podpisali wspólną polityczną mapę drogową, zgodnie z którą synchronizacja z siecią kontynentalnej Europy mogłaby nastąpić do 2025 r.

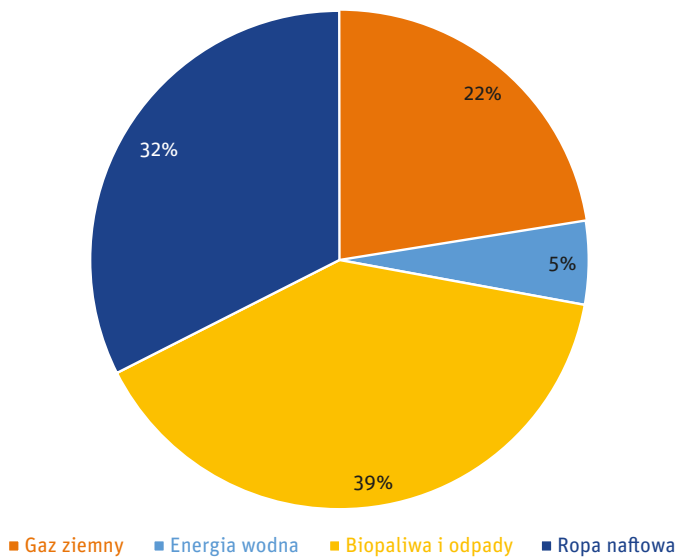


Aleksandra Kuczyńska-Zonik

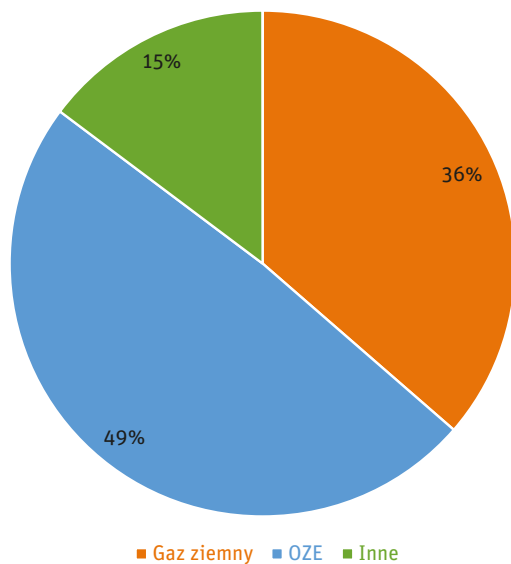
# Republika Łotewska



Struktura zużycia energii pierwotnej



Struktura wytwarzania energii elektrycznej



Uwaga: dane z 2021 r.





## 1. Struktura bilansu energetycznego

W ciągu ostatnich kilkunastu lat na Łotwie widoczne są zmiany dotyczące struktury zużycia energii pierwotnej (TES), a więc obejmujące malejący udział gazu ziemnego oraz wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Niemniej w bilansie energetycznym kluczową rolę odgrywają biopaliwa i odpady (39%), ropa naftowa (32%) oraz gaz ziemny (22%).

Łotwa jest trzecim państwem – po Szwecji (63%) i Finlandii (43%) – o największym udziale odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu energii pierwotnej w Unii Europejskiej, kształtującym się na poziomie ponad 49% (średnia UE – 22%)<sup>1</sup>. Co ważne, OZE wykorzystywane są zarówno w transporcie, gdzie stanowią ok. 7% (średnia UE – 10%), jak też do ogrzewania i chłodzenia – 57% (w 2020 r. był to czwarty najwyższy wskaźnik, po Szwecji – 66%, Estonii – 58% i Finlandii – 58%; średnia UE – 22%)<sup>2</sup>. Głównymi rodzajami OZE na Łotwie są drewno opałowe (drewno opałowe, odpady drzewne, wióry opałowe, brykiety drzewne, pelety drzewne) oraz zasoby wodne. Udział drewna opałowego wzrósł w ciągu ostatniej dekady i w 2019 r. stanowił 82%. Wraz ze wzrostem zużycia lokalnych zasobów energetycznych zależność energetyczna Łotwy spadła z 69% w 2004 r. i 52% w 2015 r. do 39% w 2021 r.

Na Łotwie wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej opiera się głównie na paliwie kopalnym – gazie ziemnym, którego udział sukcesywnie spada: z 74,1% w 2012 r. do 49,5% w 2020 r. i 36% w 2021 r. Najważniejszymi źródłami wytwarzania energii elektrycznej na Łotwie są elektrownie termoelektryczne na gaz ziemny w Rydze TEC-1 i TEC-2, o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej 976 MW, oraz kaskada HPP Daugava, o mocy zainstalowanej 1558 MW. Wykorzystując lokalnie wytwarzaną energię elektryczną,

<sup>1</sup> Dla porównania 30% w 2008 r. Eurostat, *Share of energy from renewable sources*, [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_ind\\_ren/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren/default/table?lang=en) [3.05.2023].

<sup>2</sup> Centrālā statistikas pārvalde, <https://stat.gov.lv/lv/statistikas-temas/noz/energetika/preses-relizes/8732-atjaunigo-energoresursu-paterins-2021-gada?themeCode=EN> [2.05.2023].



Łotwa pokrywała 84,7% zużycia energii elektrycznej (2019 r.). Łotewski rynek energii elektrycznej został w pełni zliberalizowany od 1 stycznia 2015 r. Zgodnie z ustawą o rynku energii elektrycznej gospodarstwa domowe, podobnie jak legalni użytkownicy, swobodnie wybierają sprzedawcę, uzgadniając cenę energii elektrycznej. Według rejestru sprzedawców energii elektrycznej Komisji Regulacji Usług Publicznych w sierpniu 2020 r. zarejestrowanych było 42 przedsiębiorców zajmujących się obrotem energią elektryczną. Na Łotwie na uwagę zasługuje podział zużycia energii w sektorze mieszkaniowym, gdyż relatywnie duża jej ilość wykorzystywana na ogrzewanie pomieszczeń może być uzasadniona tym, że większość budynków wielomieszkaniowych na Łotwie zbudowano w czasach radzieckich, a ich stan wymaga odpowiedniej termoizolacji.

Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego (CSB) całkowite zużycie energii pierwotnej na Łotwie wzrasta rok do roku<sup>3</sup>. Obserwowany wzrost obejmował wszystkie sektory gospodarki, jednak najpoważniejsza zmiana dotyczyła rolnictwa i leśnictwa. W 2021 r. najwięcej energii wykorzystywano w gospodarstwach domowych (28,8% końcowego zużycia), następnie w transporcie (28,4%) oraz przemyśle (23,6%). Wraz ze wzrostem wykorzystania autobusów elektrycznych, w tym trolejbusów, w sektorze usług transportu publicznego, a także wzrostem liczby samochodów elektrycznych zarejestrowanych na Łotwie zwiększyło się również zużycie energii elektrycznej w transporcie.

## 2. Baza surowcowa

Zasoby mineralne Łotwy są dość ograniczone. Systematyczne poszukiwania ropy naftowej w zachodniej i centralnej części państwa rozpoczęto pod koniec lat 50. XX w. W tym okresie wykonano kilkadziesiąt

<sup>3</sup> Znaczny spadek całkowitego zużycia energii na Łotwie zanotowano w okresie od 1990 r. do 2000 r., a także w okresie od 2011 r. Central Statistical Bureau of Latvia, <https://stat.gov.lv> [2.05.2023].



odwiertów, a w jednym z nich w 1963 r. odkryto ropę naftową (złoże Kuldīga). Odkrycie to było jednym z pierwszych w regionie Morza Bałtyckiego. W miarę kontynuowania poszukiwań na kilku innych obszarach znaleziono jedynie niewielkie złoża tego surowca. W 1972 r. prace zostały wstrzymane, ponieważ władze ZSRR uznały je za nieistotne i nieprzydatne przemysłowo (w porównaniu ze złożami na Syberii). Jednak w 1986 r., po odkryciu nowego złoża ropy naftowej w północno-zachodniej Litwie, ponownie powrócono do poszukiwań ropy naftowej na Łotwie. Od 1996 r. wydano 11 koncesji na poszukiwanie lub rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów, z czego 5 jest obecnie aktywnych. W latach 1976-1992 prowadzono również badania w łotewskiej części Morza Bałtyckiego (przeprowadzono trzy odwierty). Jeden z tych odwiertów znajduje się na pograniczu Łotwy i Litwy. Zasadniczo obecnie odkryte złoża nie są zagospodarowane ze względu na stosunkowo niski potencjał, niedostateczne rozpoznanie, czynniki techniczne i środowiskowe. Niewielkie zasoby powodują, że Łotwa jest państwem w znacznym stopniu zależnym od importu surowców energetycznych (gazu ziemnego, węgla) oraz paliw pochodzących głównie z Rosji. Łotwa nie posiada przemysłu rafineryjnego, a jedyny tego typu zakład w państwach bałtyckich zlokalizowany jest w Możejkach na Litwie. Głównymi dostawcami paliw (m.in. benzyna, olej napędowy) na Łotwę do 2022 r. były przede wszystkim Litwa, Finlandia, Białoruś oraz Federacja Rosyjska.

Poziom uzależnienia Łotwy wyraźnie jednak spada<sup>4</sup>. Państwo to posiada bogate zasoby wodne (ponad 12 tys. rzek oraz ok. 4 tys. jezior i cieków wodnych obejmuje 3,7% terytorium kraju)<sup>5</sup>, co stanowi potencjał dla rozwoju odnawialnych źródeł energii. Co istotne, według danych Łotewskiego Centrum Środowiska, Geologii i Meteorologii do perspektywicznych zasobów

<sup>4</sup> European Commission, *Energy dependence*, [https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/graph.do?tab=graph&plugin=1&pcode=t2020\\_rd320&language=en&toolbox=data](https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/graph.do?tab=graph&plugin=1&pcode=t2020_rd320&language=en&toolbox=data) [29.05.2020].

<sup>5</sup> Investment and Development Agency of Latvia (LIAA), *Environment and Renewable Energy Industry*, <http://www.liaa.gov.lv/en/trade/industry-profiles/environment-and-renewable-energy-industry> [29.03.2020].



należą także zasoby geotermalne. W wielu przypadkach są one jednak zlokalizowane w głębinach gruntów będących własnością osób prywatnych – które ani nie mają środków do prowadzenia eksploracji zasobów, ani nie są tym zainteresowane. Dodatkowo istnieją wątpliwości co do wielkości zasobów oraz tego, czy korzyści z eksploatacji przewyższą koszty.

123

### **3. Infrastruktura importowa**

Niewielkie zasoby powodują, że Łotwa jest zmuszona importować surowce energetyczne, głównie gaz ziemny. Do 2017 r. kupowała ten surowiec wyłącznie z Rosji, ale wraz z uruchomieniem terminalu regazyfikacyjnego w Kłajpedzie na początku 2015 r. Łotwa importuje ten surowiec poprzez Litwę. Od tego czasu udział różnych kierunków dostaw podlegał znacznym wahaniom krótkoterminowym i chociaż generalnie większość dostaw gazu ziemnego w ujęciu rocznym nadal stanowiły dostawy z Rosji, w niektórych okresach import gazu ziemnego z kierunku litewskiego zapewniał pokrycie całkowitego zapotrzebowania na ten surowiec na Łotwie. Od kwietnia 2017 r. rynek gazu ziemnego na Łotwie jest w pełni zliberalizowany. Otwarcie rynku dało zarówno firmom, jak i gospodarstwom domowym możliwość wyboru najbardziej odpowiedniej dla ich potrzeb oferty, co stworzyło nowe możliwości w zakresie współpracy, bezpieczeństwa dostaw i opłacalności ekonomicznej. W sumie w 2020 r. na Łotwie funkcjonowało 29 operatorów handlu gazem ziemnym.

Jedyny magazyn gazu ziemnego w regionie państw bałtyckich, którego całkowita pojemność wynosi 4,3 mld m<sup>3</sup>, znajduje się na Łotwie, w Inčukalns. Jest on jednym z najnowocześniejszych magazynów gazu ziemnego w Europie i jest uważany za obiekt o znaczeniu regionalnym, ponieważ wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne i niezależność nie tylko Łotwy, ale także pozostałych państw bałtyckich. W tym kontekście istotny jest również interkonektor Polska-Litwa (gazociąg GIPL), który odgrywa ważną rolę w integracji systemów przesyłowych gazu ziemnego państw bałtyckich, w tym Łotwy, z Europą Środkową, zapobiegając tym samym ich izolacji i stwarzając możliwość dostępu do wspólnego rynku gazu ziemnego państw Unii



Europejskiej oraz tworząc alternatywną trasę dostaw gazu ziemnego i dostęp do nowych platform obrotu tym surowcem. Dla rynku gazu ziemnego na Łotwie duże znaczenie miało również utworzenie w 2020 r. ujednoczonego rynku gazu ziemnego, który zrzesza operatorów systemów przesyłowych gazu w Finlandii, na Łotwie i w Estonii (FINESTLAT).

Łotewski rynek energii elektrycznej, podobnie jak cały bałtycki rynek energii, jest obecnie połączony ze wspólnym europejskim rynkiem energii (system UCTE, obejmujący państwa zachodniej i środkowej Europy) dwoma kablami morskimi łączącymi estoński i fiński system energetyczny: Estlink I, o zdolności przesyłowej 350 MW, oraz Estlink II, o zdolności przesyłowej 650 MW, a także polsko-litewskim interkonektorem LitPol Link 1, o zdolności przesyłowej 500 MW, i litewsko-szwedzkim NordBalt, o zdolności przesyłowej 700 MW. W najbliższych latach planowany jest rozwój infrastruktury umożliwiającej przesył energii elektrycznej, co będzie sprzyjać ściślejszej integracji Łotwy z regionalnym rynkiem energii. Co istotne, systemy elektroenergetyczne Litwy, Łotwy i Estonii pracują równolegle, synchronicznie z IPS/UPS (w 1999 r. Łotwa podpisała umowę BRELL o pozostaniu w systemie synchronicznym z rosyjskimi i białoruskimi sieciami). Oznacza to, że obecnie ich systemy elektroenergetyczne są zarządzane przez państwa trzecie, co zwiększa ich zależność energetyczną od Rosji i Białorusi, utrudnia wymianę informacji z europejskimi operatorami systemów przesyłowych, a także uniemożliwia zapewnienie skoordynowanych działań (np. w związku z przerwami w dostawach energii elektrycznej) między państwami bałtyckimi a Europą kontynentalną.

## **4.** Założenia polityki energetycznej

Zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Łotwa miała jeden z najwyższych indywidualnych celów dotyczących udziału tego typu energii do 2020 r., a więc 40% całkowitego końcowego zużycia energii. Obecnie Łotwa zajmuje trzecie miejsce pod względem udziału odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii



w Unii Europejskiej. Łotwa dąży także do tego, aby do 2030 r. ich udział w sektorze transportu wyniósł 14% (w 2010 r. było to 3,3%, w 2011 r. – 3,2%, w 2012 r. – 3,1%).

W 2020 r. Łotwa przyjęła długoletnią strategię energetyczno-klimatyczną (2021-2030). Jej celem jest wspieranie rozwoju neutralności klimatycznej i gospodarki poprzez poprawę bezpieczeństwa energetycznego i dobrobytu społeczeństwa, promowanie efektywnego wykorzystania zasobów oraz ich samowystarczalności i różnorodności, zapewnienie znacznego ograniczenia zużycia zasobów, w szczególności kopalnych, promowanie wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz zapewnienie dostępu do nich dla różnych grup społecznych, a także stymulowanie rozwoju badań naukowych i innowacji, które przyczyniają się do zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego i łagodzenia zmian klimatycznych<sup>6</sup>. Łotwa w szczególności dąży do poprawy wydajności energetycznej budynków i promowania wykorzystania technologii związanych z odnawialnymi źródłami energii w ciepłownictwie, chłodnictwie i przemyśle, uzasadnionego ekonomicznie własnego wytwarzania i zużycia energii na użytek krajowy, zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w transporcie, poprawy bezpieczeństwa energetycznego, zmniejszenia zależności energetycznej, pełnej integracji rynków energii z systemem europejskim, modernizacji infrastruktury, poprawy efektywności gospodarowania odpadami i ściekami, redukcji emisji gazów cieplarnianych, efektywnego wykorzystania zasobów i redukcji emisji gazów cieplarnianych w rolnictwie, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa, rozwoju technologii sprzyjających wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii, a także podnoszeniu świadomości społecznej poprzez działania edukacyjne i informacyjne.

Jednym z działań w kierunku realizacji priorytetów energetyczno-klimatycznych było utworzenie Ministerstwa Klimatu i Energii pod koniec

<sup>6</sup> Ministry of Economics, *National Energy and Climate Plan for 2021-2030*, <https://www.em.gov.lv/en/national-energy-and-climate-plan-2021-2030> [2.05.2023].



2022 r. Pierwszym ministrem został Raimonds Čudars, który jest odpowiedzialny za prowadzenie polityki energetycznej (z wyłączeniem obszaru utrzymania i monitoringu zasobów ropy naftowej) i klimatycznej.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Plan energetyczno-klimatyczny na lata 2021-2030 określa priorytetowe kierunki działań w dziedzinie energetyki. W dokumencie wskazuje się na: innowacyjne rozwiązania w zakresie technologii związanych z odnawialnymi źródłami energii (wykorzystanie biometanu, wodoru i innych nowoczesnych biopaliw, zastosowanie energii słonecznej w transporcie), w zakresie zarówno magazynowania energii, integracji systemów i jej przesyłu, jak też efektywności energetycznej i zrównoważonego budownictwa, w tym opracowywania materiałów i technologii termoizolacyjnych, ale też rozwoju technologii produkcyjnych. Cele te są ambitne, biorąc pod uwagę brak stabilności geopolitycznej w związku z wojną rosyjsko-ukraińską, wysokie ceny transformacji oraz niewystarczającą świadomość społeczną, która może sprzyjać brakowi akceptacji polityki energetycznej. Dlatego też w nadchodzących latach zapewnienie wzrostu gospodarczego, optymalizacji produkcji, postępu technologicznego i inwestycyjnego, nakładów na badania i rozwój oraz innowacyjności, przy jednoczesnym ograniczaniu paliw kopalnych (gaz ziemny, ropa naftowa) i wzroście wykorzystania odnawialnych źródeł energii będzie dla Łotwy dużym wyzwaniem. Po pierwsze, zwraca się uwagę, że cele wyznaczone przez strategię nie są wystarczająco uwzględnione w innych politykach sektorowych, przy planowaniu i realizacji inwestycji, lub brane pod uwagę w sposób arbitralny. Po drugie, wątpliwości może budzić realizacja celu dotyczącego poprawy efektywności energetycznej zgodnej z Energy Efficiency Obligation Scheme (EEOS). W tym celu Łotwa musi podjąć większe wysiłki wynikające z przyjętych zobowiązań, również w odniesieniu do konsumentów dotkniętych ubóstwem energetycznym. Obecnie umowy dotyczące poprawy efektywności energetycznej zawierane są na zasadzie dobrowolności, co ogranicza zaangażowanie podmiotów w realizację celu. Po trzecie, uważa się, że obecny



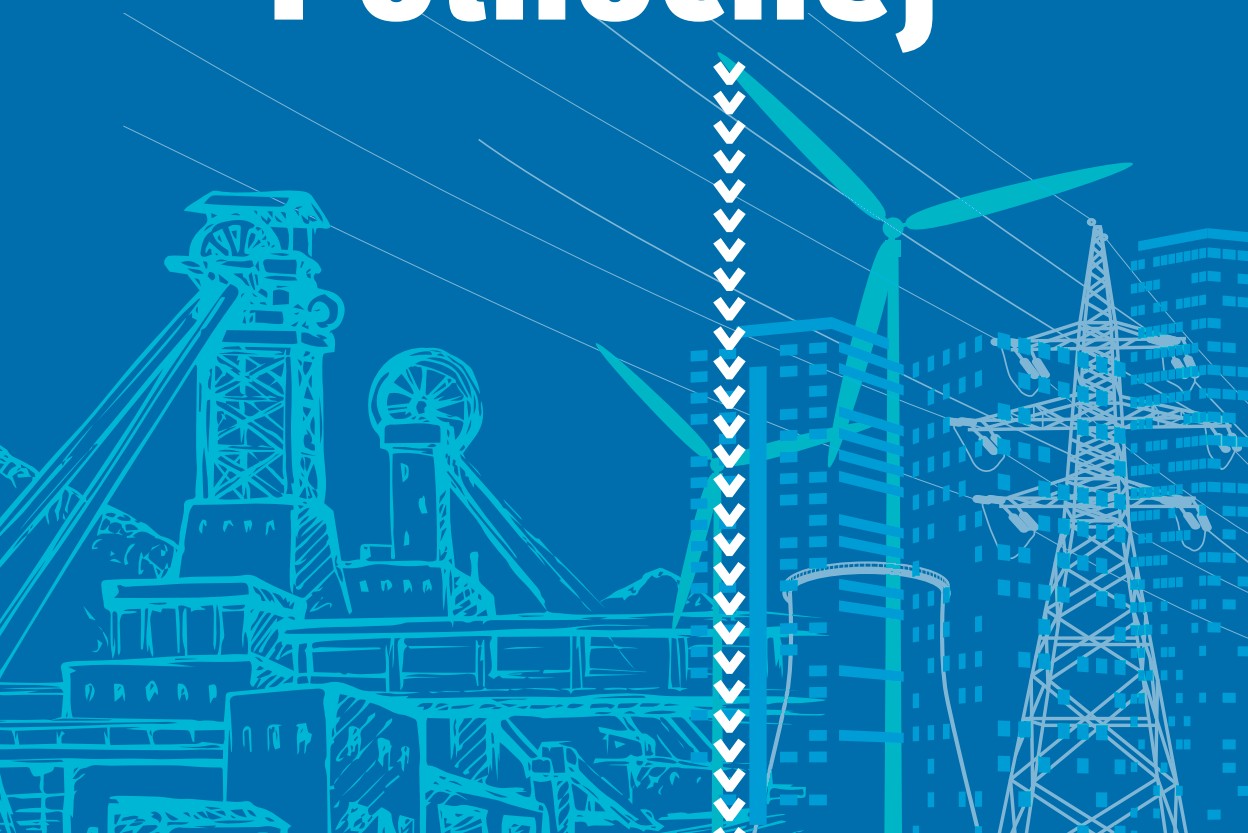
system monitorowania efektywności energetycznej jest niedostateczny i skomplikowany dla użytkowników. Po czwarte, wyzwaniem jest zwiększenie potencjału badawczego i innowacyjnego w obszarze energetyki, a także komercjalizacja wyników badań. Konieczne jest więc zapewnienie stabilnego rozwoju badań naukowych, aby przyczyniały się one do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Po piąte, niezbyt rozbudowane działania informacyjne ze strony władz Łotwy mogą ograniczyć realizację celów związanych z energią i klimatem. Brak świadomości społecznej może przyczynić się do sprzeciwu wobec zmian lub do ich opóźnienia. Dodatkowo nieskuteczne i niezharmonizowane działania edukacyjne w zakresie efektywnego gospodarowania zasobami i zrównoważonego stylu życia również mogą zmniejszyć efektywność strategii. Po szóste, wyzwaniem jest brak wiedzy lub zainteresowania ze strony lokalnych samorządów odpowiedzialnych za transformację energetyczną, poprawę efektywności energetycznej w budownictwie, rozwój ciepłownictwa miejskiego i indywidualnego, odprowadzanie ścieków i gospodarowanie odpadami.



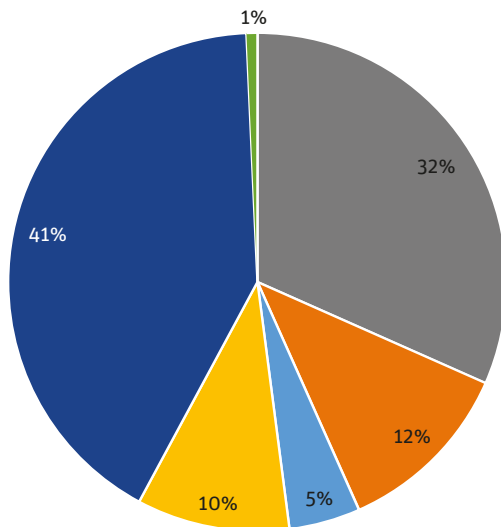


Jan Muś

# Republika Macedonii Północnej

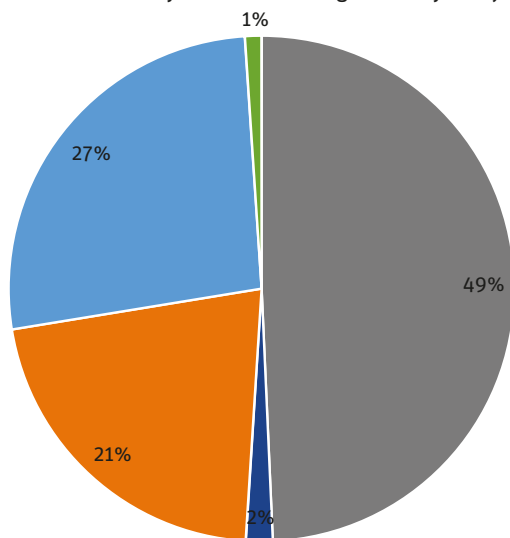


Struktura zużycia energii pierwotnej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Energia wodna ■ Biopaliwa i odpady ■ Ropa naftowa ■ Energia wiatru i słońca

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



■ Węgiel ■ Ropa naftowa ■ Gaz ziemny ■ OZE ■ Inne

Uwaga: dane z 2021 r.



## 1. Struktura bilansu energetycznego

W bilansie energetycznym Macedonii Północnej kluczowe znaczenie odgrywa ropa naftowa (41%), węgiel (32%) oraz gaz ziemny (12%). Ważne miejsce zajmuje też energia wodna. W sumie kopalne surowce energetyczne stanowią podstawę bilansu energetycznego tego państwa (85%). W tych uwarunkowaniach specyficznie kształtuje się struktura wytwarzania energii elektrycznej. Największe znaczenie mają węgiel (49%), energia wodna (24%) oraz gaz ziemny (21%). Udział pozostałych odnawialnych źródeł energii, w tym przede wszystkim energii wiatrowej, jest marginalny (ok. 2%). Tym samym dla Macedonii Północnej kluczowym wyzwaniem pozostaje kwestia zarówno zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego (w tym przypadku w oparciu o krajową produkcję węgla), jak i proces transformacji energetycznej. W kolejnych latach można oczekiwać wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii, w tym przede wszystkim zwiększenia wytwarzania energii elektrycznej w hydroelektrowniach.

## 2. Baza surowcowa

Macedonia Północna jest znaczącym producentem węgla brunatnego. W państwie tym działają dwie odkrywkowe kopalnie tego surowca: Suvodol i Brod-Gneotino. Całkowite zasoby tego surowca w tych kopalniach wynoszą ok. 75 mln ton i przy obecnej produkcji biznesowa opłacalność funkcjonowania zakładów została określona na 15 lat<sup>1</sup>.

Zgodnie z pięcioletnim planem inwestycyjnym państwowej spółki wytwarzającej energię elektryczną ESM (Elektrani na Severna Makedonija) na lata 2018-2022 uruchomienie nowej kopalni Zivojno mogłoby wydłużyć sprzedaż węgla dla TPP Bitola (górnicyz kompleks energetyczny) o kolejne 10 lat. Jednak otwarcie nowej kopalni wiązałoby się z operacjami

<sup>1</sup> CEE BankWatch Network, *The energy sector in North Macedonia*, <https://bankwatch.org/beyond-fossil-fuels/the-energy-sector-in-macedonia> [27.07.2023].



podziemnymi, z którymi państwo to nie ma doświadczenia. Przewiduje się również wzrost cen tego surowca pozyskiwanego lokalnie ze względu na wyższe koszty wydobycia węgla w nowych kopalniach oraz transportu na większe odległości i po nierównym terenie<sup>2</sup>.

Ważnym źródłem wytwarzania energii elektrycznej w Macedonii Północnej jest woda. Od 2010 r. uruchomiono ok. 96 małych elektrowni wodnych i – podobnie jak inne państwa tego regionu – Macedonia Północna ma plany budowy większej liczby dużych elektrowni. Przyjęta przez rząd strategia rozwoju sektora energetycznego zakłada zwiększenie do 2040 r. mocy wytwórczych wykorzystujących wodę łącznie o 998 MW<sup>3</sup>.

### 3. Infrastruktura importowa

System wytwarzania energii elektrycznej w Macedonii Północnej składa się z dwóch elektrowni węglowych o łącznej mocy zainstalowanej 825 MW, kilku elektrowni wodnych o łącznej mocy zainstalowanej 695 MW, jednej elektrowni skojarzonej, elektrowni na ciężki olej opałowy, kilku elektrowni słonecznych, biogazowni i jednej farmy wiatrowej. Największe znaczenie mają elektrownie węglowe, które wytwarzają ok. 49% rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w Macedonii Północnej. Pomimo pewnych inwestycji w regularną konserwację i minimalną modernizację proces wytwarzania energii elektrycznej spadł o ponad 25% w ciągu ostatnich dziesięciu lat, a import energii elektrycznej w 2021 r. osiągnął 33% całkowitego zużycia. Co ważne, roczna produkcja energii elektrycznej pokrywa średnio 67% całkowitego krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną<sup>4</sup>.

<sup>2</sup> Ibidem.

<sup>3</sup> Ibidem.

<sup>4</sup> *North Macedonia – Country Commercial Guide. Energy*, <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/north-macedonia-energy> [27.07.2023].



Duży udział surowców energetycznych w bilansie energetycznym wymaga potrzebę ich importu. Najważniejszą rolę w tym względzie odgrywają ropa naftowa (90% surowca jest dostarczane z Grecji), węgiel, który obok wydobycia krajowego jest importowany z Serbii, oraz gaz ziemny pochodzący głównie z Federacji Rosyjskiej (64%), Bułgarii (10%) oraz Serbii, Włoch i Grecji (po 5%)<sup>5</sup>. Dostawy gazu ziemnego są realizowane poprzez interkonektor Bułgaria-Macedonia Północna obsługiwany przez firmę Gasification-Macedonia (GA-MA), dawniej będącą współwłasnością rządu i prywatnego dystrybutora paliw Makpetrol. Niski poziom gazyfikacji państwa powoduje potrzebę rozwoju krajowej sieci dystrybucyjnej. Rząd w Skopje powołał spółkę Narodowe Zasoby Energii (NER) w celu nadzorowania budowy wewnętrznej sieci dystrybucji tego surowca. W celu wzmocnienia oddziaływania państwa na sektor gazu ziemnego w 2021 r. NER kupiły udziały Makpetrolu w GA-MA za 35 mln USD, a dalszym etapem konsolidacji aktywów gazowych była fuzja NER i GA-MA. W chwili obecnej są planowane dwa projekty dotyczące rozwoju sieci gazociągowej, łączące Macedonię Północną z Grecją oraz Bułgarią. Celem tych projektów jest dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego i wykorzystanie w tym celu m.in. terminali regazyfikacyjnych w Grecji<sup>6</sup>. Dodatkowo ważnym aspektem związanym z funkcjonowaniem sektora gazu ziemnego, oddziałującym jednocześnie na bezpieczeństwo energetyczne państwa, jest brak magazynów gazu ziemnego.

Obok rozwoju sieci gazowej Macedonia Północna prowadzi działania w kierunku zapewnienia dostępu do greckiej infrastruktury importowej. W tym celu firmy ESM i Gastrade SA podpisały 14 marca 2022 r. umowę gwarantującą rezerwację mocy (ARCA), która zapoczątkowała inwestycję Macedonii Północnej w terminal regazyfikacyjny typu FSRU w Aleksandropolis

<sup>5</sup> OEC, North Macedonia, <https://oec.world/en/profile/country/mkd?yearlyTradeFlowSelector=flow1> [27.07.2023].

<sup>6</sup> *North Macedonia – Country Commercial Guide. Energy*, <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/north-macedonia-energy> [27.07.2023].



w Grecji. Spółka NER oczekuje pozytywnej decyzji wszystkich pięciu obecnych akcjonariuszy terminalu FSRU co do nabycia 10% udziałów w projekcie. Jednocześnie w marcu 2021 r. firma ESM podpisała porozumienie o współpracy z Damco Energy z Grupy Copelouzos w Grecji w celu nabycia 25% udziałów w elektrowni gazowej Aleksandropolis<sup>7</sup>.

Dostawy ropy naftowej do rafinerii firmy OKTA pod Skopje są realizowane rurociągiem z Salonik w Grecji (przepustowość wynosi 2,5 mln ton rocznie). Jest to mały zakład o zdolnościach przerobowych wynoszących 2,5 mln ton rocznie. Od 2013 r. zakład był wykorzystywany wyłącznie do magazynowania paliw (firma OKTA specjalizuje się w handlu paliwami na terytorium Macedonii Północnej).

## 4. Założenia polityki energetycznej

Na politykę energetyczną Macedonii Północnej wpływ ma wiele czynników, w tym względy ekonomiczne, społeczne i środowiskowe. Do kluczowych determinant można zaliczyć ograniczoną bazę surowcową. W tych uwarunkowaniach surowce energetyczne oraz energia elektryczna są importowane. Taka sytuacja stwarza podatność na zakłócenia w dostawach i wahania cen, czyniąc bezpieczeństwo energetyczne kluczowym wyznacznikiem polityki energetycznej.

Ponieważ sektor energetyczny wnosi znaczący wkład w gospodarkę Macedonii Północnej, względy ekonomiczne związane z funkcjonowaniem poszczególnych przedsiębiorstw pozostają niezwykle ważne. Dodatkowo na decyzje w zakresie polityki energetycznej mają wpływ czynniki ekonomiczne, takie jak koszt wytwarzania energii, cena energii dla konsumentów oraz potencjał inwestycyjny w sektorze energetycznym.

Sektor energetyczny jest również głównym źródłem emisji gazów cieplarnianych, które przyczyniają się do zmian klimatycznych. Macedonia

<sup>7</sup> Ibidem.



Północna zobowiązała się do redukcji emisji w ramach porozumienia paryskiego, więc względy środowiskowe są ważnym wyznacznikiem polityki energetycznej. Należy wskazać, że polityka energetyczna Macedonii Północnej polega na równoważeniu czynników ekonomicznych, środowiskowych i społecznych, zapewniając jednocześnie bezpieczeństwo energetyczne i promując postęp technologiczny.

Sektor energetyczny Macedonii Północnej przez lata przechodził zasadnicze zmiany, wynikające z procesu prywatyzacji. Państwowa spółka energetyczna Macedonii Północnej ESM została wydzielona i częściowo sprywatyzowana na początku XXI w. W nowych uwarunkowaniach rynkowych za poszczególne obszary funkcjonowania sektora energetycznego odpowiadają różne spółki. Przedsiębiorstwo energetyczne EVN (kapitał austriacki) jest odpowiedzialne za dystrybucję energii elektrycznej w Macedonii Północnej od wejścia na rynek w 2006 r. Państwowe przedsiębiorstwo MEPSO (Makedonski Elektronprenosen Sistem Operator) jest krajowym operatorem systemu przesyłowego energii elektrycznej, natomiast ESM jest państwowym wytwórcą energii elektrycznej.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Macedonia Północna podejmuje działania w kierunku dywersyfikacji źródeł wytwarzania energii elektrycznej, a jednocześnie zapewnienia odpowiednich dostaw gazu ziemnego. W chwili obecnej trwają prace nad budową połączeń międzysystemowych (interkonektor) z Grecją i Bułgarią. Władze państwowe pracują również nad dywersyfikacją źródeł wytwarzania energii elektrycznej, w tym nad budową bardziej zróżnicowanej struktury tras importu energii (element realizacji Strategii Rozwoju Energetyki do 2040 r.). W 2022 r. Macedonia Północna przyjęła Krajowy Plan Energii i Klimatu, który obejmuje kilka dużych i strategicznie ważnych projektów, służących bezpieczeństwu i dywersyfikacji dostaw źródeł energii. Od 2018 r. zaobserwować można również dalszą budowę wewnętrznej sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego oraz postępującą liberalizację rynku energii.



Zgodnie z zobowiązaniami Traktatu o Wspólnocie Energetycznej do zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym, Macedonia Północna wyznaczyła cel 28% końcowego zużycia energii brutto w 2020 r. Pomimo niekompletnych ram prawnych dla odnawialnych źródeł energii, w ostatnich latach rozpoczęto realizację kilku projektów w tym zakresie, przyczyniając się do wzrostu udziału OZE w bilansie energetycznym<sup>8</sup>.

Najważniejszymi wyzwaniami związanymi z odejściem od paliw kopalnych są wyzwania natury strukturalnej: transformacja energetyczna w Macedonii Północnej rozpoczęła się bez jasnej strategii i celów, co doprowadziło do stagnacji w latach 2015-2019. Obecnie problem ten jest powoli rozwiązywany, ale było to kosztowne i czasochłonne oraz sprawiło, że państwo spóźniło się z rozwiązaniem problemów związanych z likwidacją sektora węglowego. Wdrażanie przepisów Unii Europejskiej dotyczących energii i środowiska jest niepełne i brakuje mechanizmów wsparcia oraz źródeł finansowania zapewniających ich wdrożenie. Istotnym wyzwaniem pozostaje także kwestia przejrzystości funkcjonowania sektora klimatyczno-energetycznego<sup>9</sup>.

---

<sup>8</sup> CEE BankWatch Network, *The energy sector in North Macedonia*, <https://bankwatch.org/beyond-fossil-fuels/the-energy-sector-in-macedonia> [27.07.2023].

<sup>9</sup> P. Gallop i in., *The Political Economy of Energy Transition in Southeast Europe – Barriers and Obstacles*, September 2021, CEE BankWatch Network, Friedrich Ebert Stiftung.



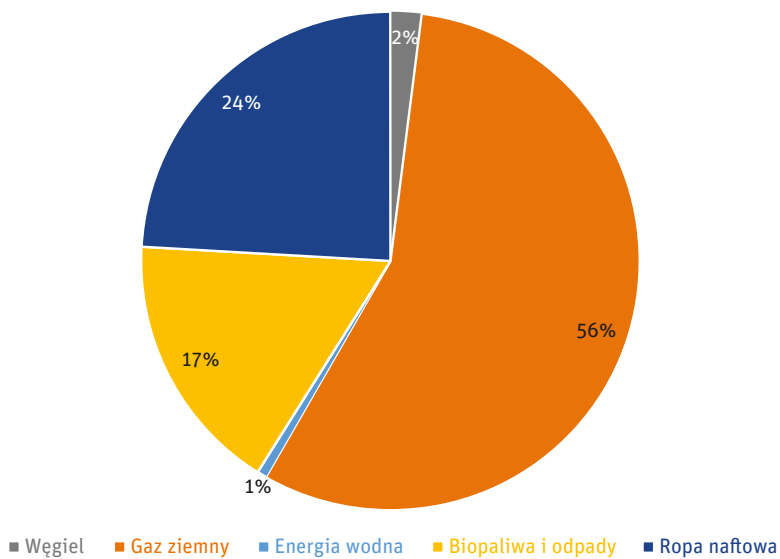


Piotr Oleksy

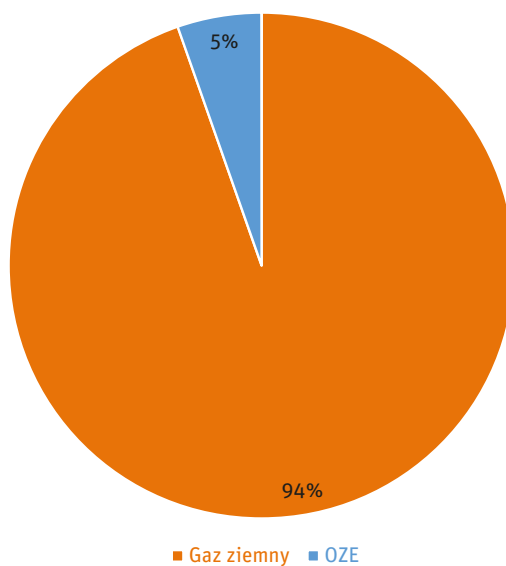
# Republika Mołdawii



Struktura zużycia energii pierwotnej



Struktura wytwarzania energii elektrycznej



Uwaga: dane z 2021 r.



## 1. Bilans energetyczny

Bilans energetyczny Mołdawii jest zdominowany przez paliwa kopalne, które są importowane. Najważniejszą rolę w strukturze zużycia energii pierwotnej (TES) odgrywa gaz ziemny (56%). Istotną funkcję pełnią także ropa naftowa (24%) oraz biopaliwa i odpady (17%). Zasadniczo odnawialne źródła energii odgrywają małą rolę w bilansie. Będzie to wymuszać proces wzrostu udziału OZE, co miałooby pozytywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Mołdawii. W procesie wytwarzania energii elektrycznej najważniejszą rolę odgrywa gaz ziemny (94%), natomiast odnawialne źródła energii (energia wodna i wiatrowa) mają znaczenie marginalne (odpowiednio 4% i 1%). W tych uwarunkowaniach, o ile sektor energetyczny Mołdawii jest niskoemisyjny (udział gazu ziemnego i odnawialnych źródeł energii), o tyle kluczowym wyzwaniem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, tym bardziej że całość importowanego przez lata surowca pochodziła z Federacji Rosyjskiej. Wybuch wojny rosyjsko-ukraińskiej wymusił na rządzie w Kiszyniowie potrzebę podjęcia aktywnych działań dywersyfikacyjnych.

## 2. Baza surowcowa

Mołdawia nie posiada złóż surowców energetycznych, co wymusza potrzebę importu gazu ziemnego, paliw oraz energii elektrycznej. Najważniejszym wytwórcą energii elektrycznej jest zakład Mołdawska GRES, znajdujący się w Dniestrowsku, na terenie nieuznawanego i separatystycznego Naddniestrza. Zakład ten jest własnością rosyjskiej spółki skarbu państwa Inter RAO. W ostatnich latach odpowiadał on za dostawy ok. 80% zużywanej energii elektrycznej. Pozostałe 20% było uzupełniane przez zakupy energii z elektrowni na Ukrainie<sup>1</sup>. W 2022 r. Ukraina, ze względu na rosyjskie ataki

<sup>1</sup> P. Oleksy, *Energetyczna reorientacja Mołdawii*, „Komentarze IEŚ”, 2023, nr 3 (755), <https://ies.lublin.pl/komentarze/energetyczna-reorientacja-moldawii/> [15.06.2023].



na infrastrukturę energetyczną, wstrzymała eksport energii elektrycznej. W tym samym roku mołdawska sieć energetyczna została zsynchronizowana z siecią Unii Europejskiej, co umożliwiło zakup energii na rynkach państw zachodnich<sup>2</sup>. W listopadzie 2022 r. całą potrzebną energię elektryczną Mołdawia kupowała od producentów z Rumunii, co wynikało ze zmniejszenia dostaw gazu ziemnego do Mołdawii przez Rosję. W efekcie władze tego państwa nie mogły porozumieć się z władzami separatystycznej republiki w sprawie podziału kupowanego surowca. Po raz pierwszy w historii Mołdawia na krótki czas uniezależniła się od dostaw energii elektrycznej z Mołdawskiej GRES. Niemniej spowodowało to znaczący wzrost ceny energii. Ponadto, ze względu na przebieg linii energetycznej, dostawy od wytwórców zachodnich również są narażone na przerwy w przypadku rosyjskiego ataku rakietowego na tereny południowo-zachodniej Ukrainy. Linia wysokiego napięcia, umożliwiająca dostawy energii elektrycznej z Zachodu, przebiega przez pogranicze mołdawsko-ukraińskie. Uszkodzenie infrastruktury w wyniku ostrzału przyniosłoby poważne straty, dlatego profilaktycznie jest ona wyłączana.

Od grudnia 2022 r. wznowiono dostawy z elektrowni znajdującej się w Naddniestrzu, która obecnie pokrywa prawie 100% zapotrzebowania. Sytuacja w tej sferze jest jednak dynamiczna i zależna od stosunków na linii Kiszyniów – Tyraspol – Moskwa. Nie można wykluczyć, że w niedalekiej przyszłości ponownie dojdzie do zmiany kierunku dostaw. Kwestia ta znacząco odbija się na mołdawskiej gospodarce oraz sferze socjalnej – energia elektryczna kupowana od Mołdawskiej GRES jest znacznie tańsza od tej pochodzącej z Rumunii.

<sup>2</sup> B. Sawicki, *Ukraina i Mołdawia połączone z europejskim systemem energetycznym*, 16.03.2022, <https://energia.rp.pl/elektroenergetyka/art35875531-ukraina-i-moldawia-polaczone-z-europejskim-systemem-energetycznym> [20.06.2023].



### 3. Infrastruktura importowa

Mołdawia importuje przede wszystkim gaz ziemny oraz energię elektryczną, a import gazu ziemnego jest realizowany z kilku kierunków. Pierwszym jest północna część Gazociągu Transbałkańskiego, poprzez który surowiec dostarcza rosyjska spółka Gazprom. Drugim – gazociąg Jassy – Ungheni – Kiszyniów, który umożliwia zakupy na giełdach państw Unii Europejskiej i dostawy z Rumunii. Trzecim źródłem jest południowa część Gazociągu Transbałkańskiego, którym dostarczany jest surowiec z Azerbejdżanu oraz gaz ziemny w formie skroplonej z terminali w Grecji. Gazociąg ten jeszcze kilka lat temu był wykorzystywany przez Rosję w celu dostarczania surowca m.in. do Serbii i Bułgarii. W 2022 r. uruchomiono rewers, który umożliwia tłoczenie gazu ziemnego w kierunku z południa na północ<sup>3</sup>. Ponadto w ostatnim czasie Mołdawia korzysta z magazynów gazu ziemnego, dzierżawionych na terenie Ukrainy i Rumunii.

Dla sektora energetycznego Mołdawii jest to zupełnie nowa sytuacja. Do 2022 r. w odniesieniu do gazu ziemnego, który jest kluczowym komponentem bilansu energetycznego, państwo to było całkowicie uzależnione od dostaw z Federacji Rosyjskiej. W 2021 r. podpisano kolejny, pięcioletni kontrakt z Gazpromem. Co więcej, rosyjska spółka, będąca jedynym dostawcą surowca, jest również większościowym właścicielem lokalnego operatora – spółki Moldovagaz. Sytuację w sektorze energetycznym dodatkowo komplikował fakt, że gaz ziemny kupowany od Gazpromu był bazą dla wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni Mołdawska GRES. W latach 1991-2022 Mołdawia była więc pod względem energetycznym podwójnie uzależniona od Rosji.

Reorientacja polityki energetycznej oraz sytuacji energetycznej, której Mołdawia dokonała w 2022 r., wymagała również stworzenia alternatywy dla spółki Moldovagaz. Od grudnia 2022 r. dostawy gazu ziemnego ze źródeł

<sup>3</sup> M. Marszałkowski, *Mołdawia rozpoczęła rewersowe dostawy gazu z Zachodu*, 2.12.2022, <https://biznesalert.pl/gaz-moldawia-energetyka-ukraina-rosja/> [21.06.2023].



innych niż rosyjskie są obsługiwane przez Energoatom – państwową spółkę handlu energią. Zajmuje się ona również gromadzeniem surowca w dzierżawionych magazynach na terenie Ukrainy oraz Rumunii. W ramach zawartych kontraktów spółka jest zobowiązana dostarczać 3,7 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego dziennie. Jest to ilość surowca wystarczająca dla Republiki Mołdawii – bez Naddniestrza. Obecnie surowiec dostarczany przez Gazprom jest więc wykorzystywany jedynie na pokrycie zapotrzebowania separatystycznej republiki, w tym elektrowni Mołdawska GRES<sup>4</sup>.

Głównym źródłem importu paliw, a więc benzyny oraz oleju napędowego, jest Rumunia, z której sprowadzane jest 74,4% całkowitego importu. Na drugim miejscu znajduje się Rosja (12,7%), a następnie Bułgaria (4,87%). Paliwa te są sprowadzane za pomocą transportu kolejowego oraz samochodowego. Natomiast węgiel jest importowany przede wszystkim w postaci koksu. Głównymi źródłami importu tego towaru są: Białoruś (48,2%), Rosja (14,4%), Rumunia (12,2%), Serbia (10,9%) oraz Ukraina (4%).

## 4. Założenia polityki energetycznej

Głównym determinantem polityki energetycznej jest uniezależnienie się od dostaw surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej. Fundamentalna jest tu więc kwestia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, a docelowo nawet zupełnej rezygnacji z zakupów surowca od dostawców z tego państwa. Kolejnym ważnym elementem polityki energetycznej jest rozwój odnawialnych źródeł energii, zgodnie z wytycznymi Unii Europejskiej. W 2010 r. Mołdawia została członkiem Wspólnoty Energetycznej, a w 2014 r. podpisała umowę stowarzyszeniową z Unią Europejską, zobowiązując się tym samym do implementacji unijnego *acquis communautaire*.

<sup>4</sup> M. Marszałkowski, *Mołdawia dywersyfikuje dostawy gazu. Będą płynąć z dwóch kierunków*, 5.12.2022, <https://biznesalert.pl/moldawia-gaz-energetyka-rumunia-gazprom/> [27.06.2023].



Bazowym dokumentem dla mołdawskiej polityki energetycznej jest Strategia Energetyczna Republiki Mołdawii do 2030 r., przyjęta w 2013 r.<sup>5</sup> w ramach przygotowań do zawarcia umowy stowarzyszeniowej. Określa ona kluczowe cele działań w tym sektorze, do których należą: 1) zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii; 2) rozwój konkurencyjnych rynków oraz ich regionalnej i europejskiej integracji; 3) zapewnienie zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego i łagodzenie skutków zmian klimatu.

Władze Mołdawii w ostatnich latach znacząco przyspieszyły wdrażanie koniecznych reform, przewidzianych przez Strategię oraz umowę stowarzyszeniową, co potwierdzają ostatnie raporty Wspólnoty Energetycznej i OECD. Wśród rządzących istnieje świadomość, że rozwój odnawialnych źródeł energii w przypadku Mołdawii ma również strategiczne znaczenie, a sprośanie wyzwaniom klimatycznym sprzyja uniezależnieniu się od Rosji.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Kierunek działań w zakresie realizacji polityki energetycznej jest zależny od rozwoju sytuacji politycznej w Mołdawii. Przejęcie władzy przez siły prorosyjskie prawdopodobnie przyniosłoby powrót do niedawnych praktyk, które utrzymywały Mołdawię w zależności od Federacji Rosyjskiej. Dlatego największym wyzwaniem dla polityki energetycznej Mołdawii jest utrzymanie stabilności rządów proeuropejskich.

Stabilności tej nie sprzyja powiązanie z Naddniestrzem i Rosją w kwestii dostaw energii elektrycznej z zakładu Mołdawska GRES. Nie można wykluczyć, że dostawy te mogłyby zostać przerwane z przyczyn politycznych, a także ze względu na działania dywersyjne lub uszkodzenia spowodowane przez rosyjskie ataki na tereny południowo-zachodniej Ukrainy. W tej sytuacji Mołdawia musiałaby powrócić do zakupu energii elektrycznej

<sup>5</sup> Republika Mołdawii, *Decyzja nr 102 z dnia 05 lutego 2013 r. w sprawie Strategii Energetycznej Republiki Mołdawii do 2030 r.*, [https://www.legis.md/cautare/getResults?doc\\_id=68103&lang=ro](https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=68103&lang=ro).



z Rumunii, co prawdopodobnie spowodowałyby wzrost cen. Jego skutkiem byłby natomiast dalszy rozwój niezadowolonia społecznego, które pro-rsyjska opozycja wykorzystuje do podgrzewania nastrojów antyrządowych.

143

Realizacja tego kursu polityki energetycznej stwarza również szereg wyzwań szczegółowych, o charakterze wewnętrznym i instytucjonalnym. Wśród najważniejszych należy wskazać trzy. Po pierwsze, zapewnienie wydolności i możliwości działania instytucjom odpowiedzialnym za wdrażanie reform w sferze energetycznej – dotyczy to przede wszystkim sfery kadrowej, w kwestii zarówno odpowiedniej liczby pracowników, jak i ich wiedzy oraz umiejętności. Po drugie, rozwój polityki i strategii komunikacyjnej w zakresie reform sektora energetycznego, które zapewnią odpowiedni poziom zrozumienia dla tych działań wśród opinii publicznej oraz należytą komunikację między sektorem publicznym i prywatnym. Po trzecie, działanie na rzecz rozwoju wolnych i konkurencyjnych rynków energii elektrycznej, gazu ziemnego, oleju napędowego i benzyny (walka z monopolami, wspieranie konkurencyjności i przejrzystości), co jest bezpośrednio związane z implementacją trzeciego pakietu energetycznego Unii Europejskiej.



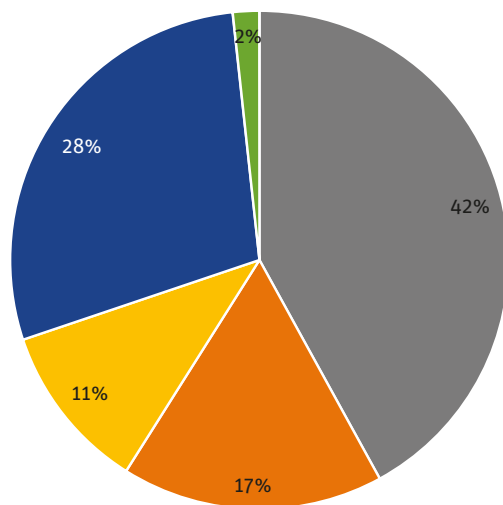


Michał Paszkowski

# Rzeczpospolita Polska

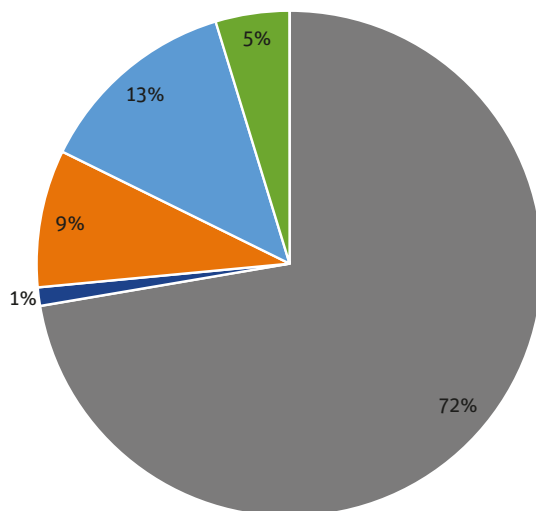


Struktura zużycia energii pierwotnej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Biopaliwa i odpady ■ Ropa naftowa ■ Energia wiatru i słońca

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



■ Węgiel ■ Ropa naftowa ■ Gaz ziemny ■ OZE ■ Inne

Uwaga: dane z 2021 r.



## 1. Struktura bilansu energetycznego

● Bezpieczeństwo energetyczne Polski jest uwarunkowane kilkoma czynnikami, z czego do najważniejszych można zaliczyć wielkość występujących oraz zagospodarowanych złóż węglowodorów, istniejącą infrastrukturę umożliwiającą import/eksport surowców energetycznych, a także istnienie zdolności produkcyjnych umożliwiających zapewnienie dostępu do nośników energii (np. paliw z rafinerii). W kolejnych latach co najmniej dwie zmienne będą oddziaływać na kształt polityki energetycznej Polski, tj. dywersyfikacja dostaw surowców energetycznych oraz proces transformacji energetycznej.

Na sytuację energetyczną wpływają liczne czynniki, a o kształcie prowadzonych działań decyduje m.in. struktura bilansu energetycznego. Udział poszczególnych surowców w gospodarce jest różny, odmienny jest też ich udział w całkowitym zużyciu energii pierwotnej (TES). Uwzględniając istniejącą bazę surowcową, należy zauważyć, że największą rolę w tym względzie w Polsce odgrywają węgiel kamienny oraz brunatny, które łącznie w 2021 r. odpowiadały za ok. 42% zużycia energii pierwotnej. Kolejne miejsca zajmują ropa naftowa – na poziomie ok. 28%, gaz ziemny – ok. 17%, a także biomasa – na poziomie 11%. Najmniejszy był udział w bilansie odnawialnych źródeł energii (OZE), które wyniosły ok. 2%, ale uwzględniając liczne programy rządowe wspierające rozwój tego typu technologii, można w kolejnych latach oczekiwać wzrostu ich znaczenia. W Polsce od lat prowadzone są prace w kierunku budowy elektrowni jądrowej, a pierwszy reaktor miałby rozpocząć pracę w 2033 r., co w istotny sposób zmieni strukturę bilansu energetycznego. Nieco odmiennie kształtuje się także udział poszczególnych nośników energii w strukturze wytwarzania energii elektrycznej. W dalszym ciągu najważniejszą rolę odgrywa węgiel (udział na poziomie 72%), rośnie jednak znaczenie OZE (energia wytworzona z farm wiatrowych, hydroelektrowni, paneli fotowoltaicznych), gdyż od kilku lat wzrasta udział tych nośników energii w procesie wytwarzania energii (ok. 13%). Nieco mniejszą rolę odgrywają gaz ziemny (9%) oraz inne, takie jak olej opałowy (6%) wytwarzany z ropy naftowej w rafineriach.



## 2. Baza surowcowa

147

W Polsce wydobywane są różne surowce mineralne, w tym energetyczne (ropa naftowa, gaz ziemny, węgiel kamienny oraz brunatny). W odniesieniu do ropy naftowej oraz gazu ziemnego wydobycie ma miejsce w kilku lokalizacjach. Największa produkcja ropy naftowej ma miejsce od lat na Niżu Polskim (68% krajowej produkcji). W dalszej kolejności istotne znaczenie dla krajowego wydobycia tego surowca ma Morze Bałtyckie (28%), a także obszary Karpat (2%) oraz Przedgórze (1%). Wydobycie tego surowca w 2021 r. wyniosło 858 tys. ton i było mniejsze o 5,9% w stosunku do 2020 r. (911 tys. ton), co wynikało przede wszystkim z naturalnego spadku produkcji<sup>1</sup>. Uwzględniając roczną wielkość wydobycia, a jednocześnie zapotrzebowanie krajowych rafinerii, produkowany w Polsce surowiec odpowiada jedynie za ok. 3% wsadu surowca na instalacje.

Nieco inna sytuacja ma miejsce w odniesieniu do gazu ziemnego, którego wydobycie jest zdecydowanie większe. Pod względem lokalizacyjnym surowiec ten występuje w podobnych regionach. Największa produkcja ma miejsce na Niżu Polskim (73% krajowej produkcji), na Przedgórzu (26%), a także na Morzu Bałtyckim oraz w Karpatach (po 1%). W 2021 r. wydobycie gazu ziemnego wyniosło łącznie 4,8 mld m<sup>3</sup> i było mniejsze o 1,4% w stosunku do 2020 r. (4,9 mld m<sup>3</sup>). Mając na względzie kształtujące się krajowe zapotrzebowanie, wydobywany w Polsce surowiec odpowiada za ok. 30-35% potrzeb<sup>2</sup>.

Inna sytuacja ma miejsce w odniesieniu do węgla kamiennego, który zajmuje ważne miejsce w bilansie energetycznym. Jest to surowiec, który jest wykorzystywany przede wszystkim w procesie wytwarzania energii elektrycznej. W Polsce surowiec ten występuje w trzech zagłębiach, przy czym eksploatacja jest prowadzona w dwóch, tj. w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym oraz w Lubelskim Zagłębiu Węglowym (w 2000 r. eksploatacja

<sup>1</sup> Państwowy Instytut Geologiczny, *Surowce energetyczne*, <https://geoportal.pgi.gov.pl/surowce/energetyczne> [25.07.2023].

<sup>2</sup> Ibidem.



w Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym została wstrzymana). Łącznie w Polsce w 2021 r. wydobyto ok. 49,5 mln ton tego surowca, a więc o 2,7% więcej niż w 2020 r. (48,2 mln ton). Uwzględniając wielkość krajowych zasobów tego surowca, należy przyjąć, że odpowiada on za ok. 94% krajowych potrzeb. Natomiast w kontekście węgla brunatnego surowiec ten jest eksploatowany w Polsce w czterech zagłębiach (Bełchatowskie Zagłębie Węgla Brunatnego, Konińskie Zagłębie Węgla Brunatnego, Turosszowskie Zagłębie Węgla Brunatnego oraz Kopalnia Węgla Brunatnego „Sieniawa” w Sieniawie Lubuskiej). W Polsce w 2021 r. wydobyte wyniosło 54,9 mln ton i było większe o 16,1% w stosunku do 2020 r. (47,3 mln ton)<sup>3</sup>. Inaczej niż w przypadku węgla kamiennego (wstępny termin zamknięcia kopalń to 2049 r., który może ulec zmianie z uwagi na wojnę rosyjsko-ukraińską), nie przewiduje się obecnie wygaszania kopalń węgla brunatnego w Polsce.

### **3. Infrastruktura importowa**

Surowce energetyczne oraz paliwa są dostarczane do Polski z różnych kierunków. Przez lata Rosja była dominującym partnerem w zakresie dostaw ropy naftowej, gazu ziemnego, a także węgla. Niemniej rozpoczęty kilka lat temu proces dywersyfikacji źródeł dostaw tych nośników energii, w tym także poprzez zwiększenie kanałów importu i rozwój infrastruktury, pozytywnie wpłynął na poziom bezpieczeństwa energetycznego państwa. W odniesieniu do ropy naftowej surowiec jest importowany poprzez rurociąg Przyjaźń z Rosji *via* Białoruś do dwóch rafinerii: w Płocku oraz w Gdańsku, a także poprzez terminal naftowy w Gdańsku (w tym przypadku jest wykorzystywany również rurociąg Pomorski). Funkcjonująca infrastruktura umożliwia w pełni zaopatrzenie w surowiec krajowych rafinerii, które znajdują się w Płocku (zdolność przerobowa wynosi 16,3 mln ton rocznie) oraz w Gdańsku (10,5 mln ton rocznie), przy czym ich zdolności produkcyjne

<sup>3</sup> Ibidem.



nie są wystarczające do zaspokojenia krajowego zapotrzebowania na paliwa. Dlatego też niektóre paliwa (głównie olej napędowy) są importowane poprzez terminale naftowe w Dębogórzcu oraz Gdańsku. Dostawy paliw są też możliwe poprzez terminale w Gdyni oraz w Szczecinie i Świnoujściu (LPG, benzyna, olej napędowy). Wraz z realizowaną polityką zróżnicowania źródeł dostaw surowca do rafinerii oraz ze względu na zakończony w 2022 r. proces połączenia spółek ORLEN S.A. oraz Grupa LOTOS S.A. doszło do konsolidacji krajowych rafinerii, a także wzmocnienia współpracy handlowej z Saudi Aramco z Arabii Saudyjskiej. Jednym z elementów tego procesu było zwiększenie wolumenu dostaw ropy naftowej z tego państwa, a tym samym spadek wykorzystania ropy naftowej z Rosji, której udział jest coraz mniejszy w efekcie sankcji nałożonych z uwagi na jej atak zbrojny na Ukrainę. W strukturze importu ropy naftowej ważną rolę odgrywają także gatunki importowane z Nigerii, Norwegii, Wielkiej Brytanii, Iraku oraz Kazachstanu<sup>4</sup>.

Nieco odmiennie kształtuje się sytuacja w odniesieniu do importu gazu ziemnego, gdyż przez lata z jednej strony była kontynuowana umowa na dostawy tego surowca z Rosji (kontrakt miał przestać obowiązywać w 2024 r.), a z drugiej strony były kontynuowane działania na rzecz budowy infrastruktury umożliwiającej import surowca z innych kierunków. W 2022 r. został oddany do eksploatacji gazociąg Baltic Pipe (import gazu ziemnego z Norwegii), interkonektor Polska-Litwa (dostawy z terminalu regazyfikacyjnego w Kłajpedzie na Litwie), interkonektor Polska-Słowacja (zwiększenie wymiany handlowej na osi północ-południe). Wraz z krajowym wydobywaniem oraz wybudowanym w 2015 r. terminalem regazyfikacyjnym w Świnoujściu struktura dostaw przez wiele lat ewoluowała. Tym samym jednostronne wstrzymanie przez Rosję dostaw gazu ziemnego do Polski

<sup>4</sup> Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego, *Raport roczny 2022*, Warszawa 2023, s. 22, <https://popihn.pl/wp-content/uploads/2023/03/RAPORT-ZA-ROK-2022.pdf>.



w kwietniu 2022 r. nie wpłynęło negatywnie na dostępność tego surowca<sup>5</sup>. Uwzględniając duże znaczenie terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu oraz gazociągu Baltic Pipe w strukturze dostaw, należy zauważyć, że coraz większą rolę w tych dostawach odgrywają Katar, USA oraz Norwegia. Znaczenie dostaw drogą morską wzrośnie wraz z oddaniem do eksploatacji planowanego terminalu LNG typu FSRU w Gdańsku, który umożliwi także dostawy surowca do państw w Europie Środkowej. Jeszcze inaczej kształtuje się poziom importu węgla do Polski, co wynika z dużej ilości tego surowca wydobywanego w kraju. Niemniej z uwagi na spadek wydobycia węgla kamiennego, a jednocześnie rosnące zużycie energii elektrycznej, od wielu lat był importowany (głównie z Rosji). Ten trend, z uwagi na wojnę rosyjsko-ukraińską, uległ zmianie od 2022 r.

Pod względem struktury właścicielskiej wszystkie największe spółki energetyczne pozostają pod kontrolą skarbu państwa, a tym samym nie ma w Polsce istotnych, dużych podmiotów, które znajdowałyby się pod kontrolą firm rosyjskich. Jedyną tego typu spółką, w obszarze gazu ziemnego, pozostawała do 2022 r. firma System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz, która wraz z nałożeniem sankcji przez Polskę na firmę Gazprom została objęta tymczasowym zarządem przymusowym (operatorem gazociągu od 2010 r. pozostawała firma Gaz-System S.A.). W tych uwarunkowaniach wszelkie aktywa energetyczne, w tym infrastruktura krytyczna, znajdują się pod kontrolą polskich spółek, a tym samym nie istnieje możliwość formalnego (poprzez proces decyzyjny) wpływania ze strony Rosji na funkcjonowanie przedsiębiorstw tego typu w Polsce.

<sup>5</sup> PGNiG, *Informacja o wstrzymaniu dostaw gazu ziemnego w ramach kontraktu jamalskiego*, 27.04.2022, <https://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/informacja-o-wstrzymaniu-dostaw-gazu-ziemnego-w-ramach-kontraktu-jamalskiego/newsGroupId/10184> [20.07.2023].



## 4. Założenia polityki energetycznej

151

Przez lata filarem realizowanej polityki energetycznej był proces dywersyfikacji źródeł oraz kierunków dostaw surowców energetycznych, a jednocześnie optymalne pod względem biznesowym wykorzystanie krajowych zasobów tych surowców (np. węgla). W tym zakresie podejmowano działania na rzecz rozbudowy infrastruktury umożliwiającej import przede wszystkim gazu ziemnego (Polska posiada zdolności importowe w odniesieniu do ropy naftowej oraz jest producentem i eksporterem węgla) z różnych kierunków poprzez budowę gazociągu Baltic Pipe, interkonektorów z Litwą i Słowacją. Jednym z ważniejszych aspektów prowadzonej polityki było optymalne wykorzystanie węgla, przy uwzględnieniu regulacji na poziomie Unii Europejskiej oraz działań w kierunku ograniczania zużycia paliw kopalnych (transformacja energetyczna). W tym kontekście ważnym punktem prowadzonej polityki był proces rozbudowy mocy wytwórczych OZE oraz budowy elektrowni jądrowej.

Wojna rosyjsko-ukraińska doprowadziła do zredefiniowania polityki energetycznej i potrzeby szybkiego odejścia od współpracy w tym obszarze z Rosją. Tym samym nastąpiło wzmocnienie działań na rzecz procesu nie tylko samej dywersyfikacji źródeł oraz kierunków dostaw surowców, ale także zwiększenia udziału innych nośników energii w bilansie energetycznym, także w oparciu o źródła krajowe. W tych uwarunkowaniach ważnym aspektem będzie kontynuacja działań w zakresie zmiany struktury dostaw surowców (m.in. budowa terminalu regazyfikacyjnego typu FSRU w Gdańsku), budowy elektrowni jądrowej, rozbudowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej w oparciu o gaz ziemny i OZE (budowa morskich farm wiatrowych) oraz zwiększenia efektywności energetycznej. Podejmowane działania powinny doprowadzić zarówno do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, jak i konkurencyjności gospodarki, przy jednoczesnym procesie coraz mniejszego wpływu funkcjonowania sektora energii na środowisko.





## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Dla Polski w kolejnych latach niezwykle dużym wyzwaniem będzie proces transformacji energetycznej, a więc potrzeba realizacji ambitnych planów związanych z redukcją emisji gazów cieplarnianych. Tego typu zadanie będzie realizowane w oparciu o zwiększenie mocy wytwórczych energii elektrycznej poprzez budowę w Polsce elektrowni jądrowych oraz rozwój OZE (m.in. budowa morskich farm wiatrowych)<sup>6</sup>. Jednocześnie kluczowym wyzwaniem będzie rozwój transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej oraz gazu ziemnego (w dużej mierze proces już został praktycznie zakończony). Natomiast poprawa efektywności energetycznej powinna pozytywnie wpłynąć na wzrost racjonalnego wykorzystania wytwarzanej oraz importowanej energii. Do realizacji tego typu działań niezbędne będą odpowiednie środki finansowe, z uwagi na kapitałochłonne inwestycje energetyczne. Mając na względzie potrzebę rozwoju rynków energii, konieczne będzie dostosowanie sieci przesyłowych do dwóch istotnych wyzwań wynikających, po pierwsze, z budowanych nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej (energia jądrowa, morskie farmy wiatrowe), a po drugie, z rozwijanej sieci samochodów elektrycznych. Tylko poprzez zapewnienie odpowiednich mocy wytwórczych oraz budowę sieci punktów ładowania możliwa będzie transformacja parku samochodowego poprzez zwiększenie liczby tego typu pojazdów.

<sup>6</sup> Serwis Rzeczypospolitej Polskiej, *Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040)*, <https://www.gov.pl/web/ia/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-pep2040> [26.06.2023].



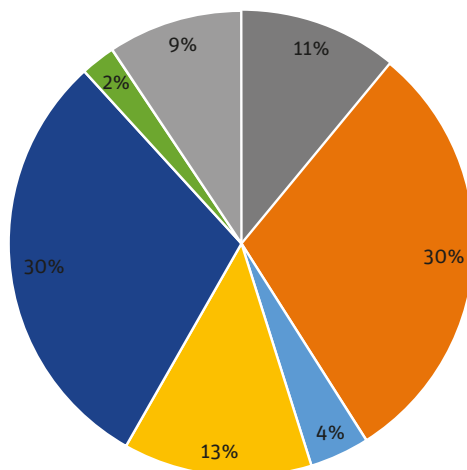


Piotr Oleksy

# Rumunia

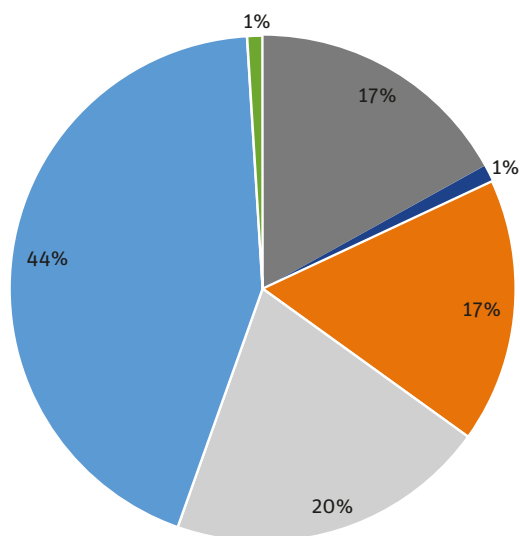


Struktura zużycia energii pierwotnej



- Węgiel
- Gaz ziemny
- Energia wodna
- Biopaliwa i odpady
- Ropa naftowa
- Energia wiatru i słońca
- Energia jądrowa

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



- Węgiel
- Ropa naftowa
- Gaz ziemny
- Energia jądrowa
- OZE
- Inne

Uwaga: dane z 2021 r.



## 1. Struktura bilansu energetycznego

W Rumunii percepcja wyzwań i zagrożeń energetycznych jest bardzo zróżnicowana. Na prowadzoną politykę energetyczną wpływ ma zarówno baza surowcowa, jak i kształtujące się zapotrzebowanie na poszczególne nośniki energii. W strukturze zużycia energii pierwotnej (TES) największą rolę odgrywają ropa naftowa (30%) oraz gaz ziemny (30%). Znaczenie pozostałych nośników jest nieco mniejsze, chociaż ważne są też energia wodna (13%) i węgiel (11%). Tym samym Rumunia posiada bardzo zróżnicowaną strukturę bilansu energetycznego, gdzie poszczególne nośniki energii odgrywają porównywalną rolę. Jednocześnie, uwzględniając proces transformacji energetycznej, do największych wyzwań można zaliczyć przede wszystkim zmniejszenie lub całkowite wyeliminowanie węgla. Nieco inaczej kształtuje się proces wytwarzania energii elektrycznej. W strukturze największe znaczenie mają energia wodna (28%), energia jądrowa (20%), a także węgiel (17%), gaz ziemny (17%) i energia wiatrowa (12%). W tych uwarunkowaniach, biorąc pod uwagę poziom wydobycia gazu ziemnego, jest to państwo, w którym ma miejsce przede wszystkim import ropy naftowej oraz częściowo węgla, a także paliwa jądrowego. Jednocześnie można wskazać, że udział nośników niskoemisyjnych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej jest niezwykle wysoki (82%).

## 2. Baza surowcowa

Sektor energetyczny Rumunii w dużej mierze opiera się na krajowym wydobyciu gazu ziemnego, węgla oraz ropy naftowej. Z krajowych złóż pochodzi ok. 80% zapotrzebowania na ten surowiec, natomiast pozostała ilość jest importowana z różnych źródeł, z czego przed wojną rosyjsko-ukraińską ok. 10% gazu ziemnego pochodziło z Rosji. Celem Rumunii jest jednak znaczące zwiększenie krajowego wydobycia, które pozwoli jej stać się istotnym eksporterem na rynku gazu ziemnego w Europie. Założenia te opierają się przede wszystkim na koncepcji zagospodarowania i eksploatacji złoża Neptun, znajdującego się na dnie Morza Czarnego. Zasadniczo potencjał wydobywczy dla tego obszaru geologicznego oszacowano



na 170-200 mld m<sup>3</sup> (wszystkie bloki koncesyjne). Rozpoczęcie eksploatacji złoża opóźniło się jednak ze względu na decyzje administracyjno-prawne. W 2018 r. przyjęto ustawę, która zwiększyła obciążenia podatkowe dla firm z branży wydobywczej oraz wprowadziła obowiązek sprzedaży wydobywanego gazu ziemnego za pośrednictwem jednego operatora. Spowodowało to wstrzymanie prac przez amerykańską firmę Black SeaOil&Gas (zagospodarowanie złóż Doina i Ana) oraz częściowo przez firmy ExxonMobil i OMV Petrol (zagospodarowanie złoża Neptun)<sup>1</sup>. Nowe otoczenie makroekonomiczne sprawiło, że firma Black SeaOil&Gas pozwała Rumunię przed Międzynarodowy Trybunał Arbitrażowy, natomiast koncern ExxonMobil odsprzedał swoje udziały w złożu Neptun państwowej spółce Romgaz. Nowelizacja ustawy, wprowadzona w kwietniu 2022 r., stworzyła bardziej dogodne warunki dla inwestorów, gwarantując przy tym, że większość przychodów z wydobycia (ok. 64%) trafi do budżetu państwa. W efekcie prace wydobywcze rozpoczęła spółka Black SeaOil&Gas, która w 2022 r. wydobyla 1 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego<sup>2</sup>.

Zasoby ropy naftowej w Rumunii szacuje się na ok. 82 mln ton. Produkcja ropy naftowej z krajowych złóż kształtuje się na poziomie ok. 3,5 mln ton rocznie, natomiast zapotrzebowanie to ok. 11,7 mln ton rocznie. Oznacza to, że ok. 30% wydobywanego i kierowanego do krajowych rafinerii surowca jest pokrywane z krajowych źródeł. Natomiast złoża węgla brunatnego szacuje się na ok. 3 mld ton. Przemysł wydobywczy i górniczy mają w tym państwie długą tradycję, jednak Rumunia zdecydowanie stawia na odejście od węgla brunatnego oraz zastępowanie tego surowca innymi źródłami energii (przede wszystkim gazem ziemnym oraz energią jądrową).

<sup>1</sup> M. Paszkowski, *Złoże Neptun: problemy gazowe Rumunii*, „Komentarze IEŚ”, 2023, nr 109 (412), <https://ies.lublin.pl/komentarze/zloze-neptun-problemy-gazowe-rumunii/> [24.07.2023].

<sup>2</sup> L. Ilie, *Black Sea gas platform launched off Romania despite war risks*, 28.06.2022, <https://www.reuters.com/business/energy/black-sea-gas-platform-launched-off-romania-despite-war-risks-2022-06-28/> [15.06.2023].



### 3. Infrastruktura importowa

Najważniejszym partnerem Rumunii w zakresie importu ropy naftowej jest Kazachstan, z którego pochodzi 50% kupowanego surowca. Na drugim miejscu znajduje się Rosja, która odpowiada za ok. 30% importu. Pozostała ilość jest dostarczana z różnych kierunków, m.in. z Iraku. W państwie tym funkcjonują trzy rafinerie: Petromidia w Năvodari nad Morzem Czarnym (100 tys. baryłek dziennie), Petrobrazi w Ploeszti (84 tys. baryłek dziennie) oraz Petrotel także w Ploeszti (50 tys. baryłek dziennie). Przetwarzają one różne gatunki ropy naftowej. Największą rolę na krajowym rynku paliwowym odgrywa rafineria Petromidia w Năvodari, należąca do firmy Rompetrol Rafinare (właścicielem jest rząd Rumunii – 44,7%), oraz KMG International (54,63%), a więc spółka córka kazachskiej firmy KazMunayGas. Zakład przerabia przede wszystkim ropę naftową z Kazachstanu. Rafineria Petrobrazi w Ploeszti, należąca do firmy OMV Petrom S.A. (spółka córka austriackiej firmy OMV AG), przerabia różne gatunki ropy naftowej. Natomiast rafineria Petrotel w Ploeszti należy do rosyjskiej firmy Lukoil PJSC, co powoduje, że większość przetwarzanego surowca pochodzi z Rosji. Zakłady te są zaopatrywane przez dwa terminale naftowe na wybrzeżu Morza Czarnego. Największy z nich znajduje w Konstancy – jest on w stanie zaopatrywać wszystkie trzy rafinerie. Dodatkowo Petromidia może korzystać z terminalu znajdującego się w Midi. Zdolności przesyłowe tych terminali pozwalają na uniezależnienie się od dostaw ropy naftowej z Rosji<sup>3</sup>.

Z uwagi na wysoki poziom udziału krajowego wydobycia gazu ziemnego, import tego surowca odgrywa mniejszą rolę. Niemniej jednak Rumunia posiada dostęp do systemu gazowego państw sąsiednich poprzez liczne punkty wejścia/wyjścia. W 2022 r. Rumunia zrezygnowała z zakupu gazu ziemnego z Rosji, jednocześnie zwiększając import z kierunku południowego, przy pomocy gazociągu BRUA (łączy Bułgarię, Rumunię, Węgry i Austrię) oraz

<sup>3</sup> M. Paszkowski, *Przemysł rafineryjny w państwach Europy Środkowej: uwarunkowania, wyzwania, perspektywy*, Lublin 2023.



Transbałkańskiego. Umożliwiają one zakup surowca z Azerbejdżanu oraz zaopatrywanie w gaz ziemny w formie skroplonej (LNG), dzięki terminalom regazyfikacyjnym w Grecji.

159

## 4. Założenia polityki energetycznej

Za najważniejsze determinanty rumuńskiej polityki energetycznej należy uznać: zagospodarowanie krajowych złóż gazu ziemnego, dających potencjał zwiększenia wydobycia, względną niezależność energetyczną, otwartość na korzystanie z energii jądrowej, rozbudowany sektor wydobywczo-rafineryjny, z długą tradycją, co owocuje dużym przywiązaniem społeczeństwa do znaczenia tej branży, oraz społeczne przywiązanie do stabilności cen energii elektrycznej.

Tego typu determinanty określają najważniejsze cele polityki energetycznej państwa, wśród których należy wskazać przede wszystkim dążenie do zwiększenia znaczenia na regionalnym i europejskim rynku energetycznym, aktywność w kierunku dekarbonizacji gospodarki oraz dbałość o stabilność cen energii elektrycznej.

Dla realizacji pierwszego celu podjęto w ostatnich latach działania związane z dążeniem do zwiększenia wydobycia gazu ziemnego z dna Morza Czarnego, przy czym zostały one opóźnione przez zmiany formalnoprawne z 2018 r. oraz konieczność ich odwrócenia. Ponadto kolejnym krokiem w stronę zwiększenia znaczenia Rumunii na rynku energetycznym w Europie Środkowej była rozbudowa gazociągu BRUA. Projekt budowy gazociągu, łączącego Bułgarię, Rumunię, Węgry i Austrię, zainicjował Bukareszt w 2013 r. Jego celem było silniejsze związanie infrastrukturalno-energetyczne tych państw, umożliwienie eksportu surowca wydobywanego w Rumunii oraz dostarczanie do regionu gazu ziemnego spoza Rosji (przede wszystkim z Azerbejdżanu i w formie skroplonej z terminali regazyfikacyjnych w Grecji). Budowę kluczowej nitki tego gazociągu, przebiegającej wzdłuż południowej i południowo-zachodniej granicy Rumunii, ukończono w 2020 r.

Rozwojowi potencjału energetycznego, dbałości o stabilność cen oraz dekarbonizacji służą również inwestycje w energię jądrową. Kluczowy jest tu





plan rozbudowy elektrowni jądrowej w Cernowodzie. Niemniej w 2020 r. Rumunia – pod naciskiem USA – zerwała umowę z konsorcjum z Chin na budowę dwóch reaktorów. W zamian Stany Zjednoczone zobowiązały się do współpracy przy budowie nowych bloków oraz remoncie jednego z dotychczas działających<sup>4</sup>. W rzeczywistości władze w USA podchodzą jednak z dużą ostrożnością do tematu kredytowania tych inwestycji, co powoduje, że planowana data ich rozpoczęcia – 2024 r. – będzie trudna do spełnienia. W tej kwestii pojawiają się również trudności techniczne. W elektrowni w Cernavodzie wykorzystywana jest rzadka, kanadyjska technologia CANDU, która bazuje na niewzbogaconym uranie. Na świecie funkcjonuje jedynie 47 takich reaktorów, przy czym żaden z nich nie znajduje się na terytorium USA. Dlatego też Bukareszt i Waszyngton zabiegają o udział w projekcie innych partnerów, doświadczonych w obsłudze tej technologii. W tym celu podpisano już listy intencyjne z Francją i Kanadą.

USA nakłaniają również Rumunię do zakupu nowej technologii małych reaktorów modułowych (SMR). Jak do tej pory żadne państwo w Europie nie korzysta z tej technologii. Zakłada się, że dzięki tej inwestycji Rumunia będzie mogła w przyszłości czerpać zyski, gdy SMR będą instalowane w innych państwach. Władze USA przedstawiły tę ofertę jako rodzaj rekompensaty za wycofanie się z umowy z chińskim inwestorem. Ambicją Rumunii jest również bycie jednym z niewielu państw samowystarczalnych pod względem paliwa jądrowego. Niestety złoża jedynej funkcjonującej kopalni uranu wyczerpały się. Obecnie trwają prace nad budową drugiej kopalni.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Polityka energetyczna Rumunii jest zgodna z agendą Unii Europejskiej, której celem jest dekarbonizacja sektora energetycznego. Przedmiotem

---

<sup>4</sup> Nuclear Newswire, *U.S. replaces China on Romania's Cernavoda project*, 12.10.2000, <https://www.ans.org/news/article-2276/us-replaces-china-on-romanias-cernavoda-project/> [14.06.2023].



dyskusji nie jest też kwestia systemu handlu emisjami (ETS). W efekcie względnej samowystarczalności oraz zgodności z celami polityki energetycznej Unii Europejskiej, największym wyzwaniem dla sektora energetycznego jest dbałość o stabilność cen energii – zwłaszcza gazu ziemnego dostarczanego odbiorcom indywidualnym i służącego ogrzewaniu, oraz energii elektrycznej. Jest to efektem dużej presji społecznej w tej kwestii, która wynika z przywiązania do niskich cen nośników energii, ponieważ demonopolizacja i liberalizacja rynku energii nastąpiła w Rumunii dopiero w 2021 r.

161

Wzrost cen, do którego doszło w efekcie rosyjskiej inwazji na Ukrainę, pokazał, jak drażliwy politycznie jest ten temat. Już kilka miesięcy po wybuchu wojny badania opinii publicznej wskazywały, że niepokój powodowany wzrostem cen energii elektrycznej dorównuje lub nawet przewyższa poziom zaniepokojenia związany z zagrożeniem militarnym. W efekcie kwestia sposobów walki z rosnącymi cenami energii elektrycznej stała się jednym z najbardziej palących tematów politycznych oraz źródłem napięć w koalicji rządzącej.

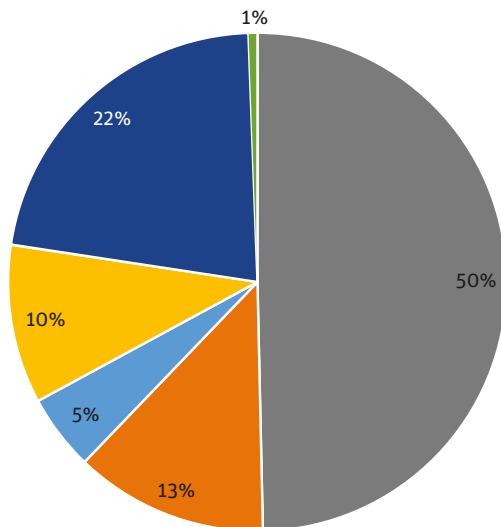


Konrad Pawłowski

# Republika Serbii

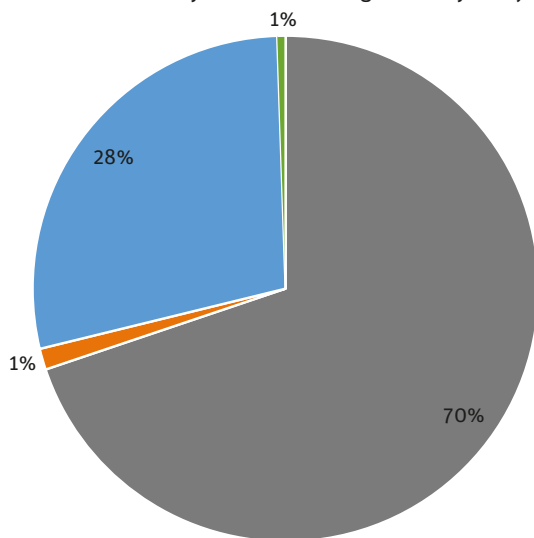


Struktura zużycia energii pierwotnej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Energia wodna ■ Biopaliwa i odpady ■ Ropa naftowa ■ Energia wiatru i słońca

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ OZE ■ Inne

Uwaga: dane z 2021 r.





bitumiczne. Szacowane na ok. 4,8 mld ton – i obiektywnie znaczne – zasoby łupków pozwoliłyby na uzyskanie ok. 400 mln ton kerogenu, który mógłby zostać wykorzystany do produkcji ropy i gazu ziemnego.

W Serbii wydobywa się węgiel kamienny, węgiel brunatny i lignit. W strukturze wydobywanego surowca lignit stanowi aż 98%, zaś węgiel kamienny i brunatny łącznie jedynie 2%. W Serbii istnieją kopalnie podziemne (*vide* składający się z 9 kopalń holding węglowy JP PEU Resavica), kopalnie odkrywkowe (kopalnie w zagłębiach górniczych Kolubara i Kostolac) oraz unikalna na skalę światową kopalnia Kovin z podwodnym wydobyciem węgla w okolicy Kovina w Wojwodinie, gdzie z koryta Dunaju wydobywany jest węgiel brunatny. Serbia posiada znaczne – jedno z największych w Europie – zasoby lignitu o wysokim stopniu rozpoznania (ok. 4 mld ton). Zasoby geologiczne węgla są znacznie większe i stanowią realną podstawę dla długoterminowego rozwoju serbskiej energetyki, a w szczególności dla wytwarzania energii elektrycznej. W 2022 r. ok. 96% krajowej produkcji węgla zostało wykorzystane do wytwarzania energii elektrycznej. Szacuje się, że dostępne zasoby tego surowca wystarczyłyby do zaspokojenia potrzeb energetycznych Serbii do końca XXI w.<sup>2</sup>

Wydobycie ropy naftowej w Serbii odbywa się na 64 złożach naftowych. Przedsiębiorstwo Naftna Industrija Srbije (NIS) z siedzibą w Nowym Sadzie jest jedyną firmą w Serbii zajmującą się na terytorium tego państwa poszukiwaniem i wydobyciem ropy naftowej (i gazu ziemnego). NIS zajmuje się także przetwórstwem ropy naftowej w rafinerii w Pančevie (w Serbii istnieje także rafineria w Nowym Sadzie, która przechodzi proces modernizacji). Zakład przerabia ropę naftową wydobywaną w Serbii (20%) oraz importowaną rurociągiem Adria z Chorwacji (80%). Wytwarzaniem LPG

<sup>2</sup> Dane statystyczne z 2010 r. wskazują, że ponad 76% całkowitych zasobów węgla w Republice Serbii znajduje się w Kosowie, nadal uznawanym przez władze w Belgradzie za prowincję autonomiczną. Dla porównania, zasoby w zagłębiach górniczych Kolubara i Kostolac szacowane są odpowiednio na 14% i 3,3%.



zajmuje się kilka przedsiębiorstw, tj. NIS, Standard Gas (Nisz), Hipol (Odžaci), Energreen MTB (Nowy Sad), Petrol LPG (Smederewo) oraz VML (Jakovo).

W Serbii wykorzystywany jest gaz ziemny ze złóż krajowych oraz gaz pochodzący z importu. Największe złoża tego surowca znajdują się w Wojwodinie. Jedyną firmą zajmującą się poszukiwaniem i wydobywaniem gazu ziemnego w Serbii jest NIS. Przewiduje się, że w 2023 r. zapotrzebowanie na surowiec zostanie pokryte zarówno produkcją krajową (ok. 11%), jak i przede wszystkim importem (89%).

Głównym dostawcą, a tym samym partnerem handlowym w obszarze dostaw gazu ziemnego, jest Federacja Rosyjska. Import jest realizowany poprzez gazociąg TurkStream oraz – będący *de facto* jego kontynentalną częścią – gazociąg Balkan Stream. Dostawy gazu ziemnego z Rosji odpowiadają za ok. 94% importu i są realizowane w ramach umów długoterminowych. Pozostała część (także surowiec pochodzący z Rosji) jest kupowana m.in. w ramach zakupów interwencyjnych na Węgrzech, w Austrii i Ukrainie<sup>3</sup>. W efekcie w Serbii wyrażane są opinie o całkowitym uzależnieniu od dostaw gazu ziemnego z Rosji.

Do odnawialnych źródeł energii (OZE) służących do wytwarzania w Serbii energii elektrycznej i energii cieplnej zalicza się: energię biomasy (drewno opałowe, pelet, brykiet), energię wodną (duże i małe ciekłe wodne), energię wiatrową, energię słoneczną, biogaz, energię geotermalną, odnawialną część odpadów przemysłowych oraz gaz wysypiskowy. W zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii największy udział mają biomasa (62%), energia wodna (32%) i energia wiatrowa (4%), a biogaz, energia słoneczna<sup>4</sup>, odnawialne odpady przemysłowe, gaz wysypiskowy i energia geotermalna generują łącznie niewielką ilość

<sup>3</sup> *Srbija i danas interventno uvozi gas iz Mađarske, Austrije i Ukrajine*, Nova.rs, 2.11.2021, <https://nova.rs/vesti/biznis/srbija-nastavlja-uvoz-gasa/> [13.05.2023].

<sup>4</sup> Na znacznej części terytorium Serbii liczba godzin promieniowania słonecznego jest znacznie wyższa niż w wielu państwach europejskich i wynosi od 1500 do 2200 godzin rocznie.



energii (2%)<sup>5</sup>. Największa część potencjału hydroenergetycznego Serbii (ponad 70%) skoncentrowana jest na kilku głównych rzekach o potencjale energetycznym powyżej 1000 GWh/rok. Należą do nich rzeki Dunaj, Drina, Velika Morava, Lim i Ibar. O potencjale hydroenergetycznym Dunaju świadczy funkcjonowanie dwóch elektrowni wodnych Đerdap 1 i Đerdap 2 oraz plany budowy kolejnej hydroelektrowni Đerdap 3.

167

### 3. Infrastruktura importowa

Całość importowanej przez Serbię ropy naftowej, która przychodzi tankowcami do portu Omišalj na wyspie Krk w Chorwacji, dostarczana jest wyłącznie rurociągiem Adria, zbudowanym w latach 1974-1979. Elementem infrastruktury naftowej w tym państwie jest też terminal w Nowym Sadzie z sześcioma zbiornikami na ropę naftową, dyspozytornią i przepompownią, stacją pomiarową w Pančevie i ośmioma stacjami zaworów blokowych wzdłuż trasy rurociągu. W Serbii za transport ropy naftowej odpowiada firma Transnafta. Transport paliw z rafinerii do terminali na terytorium Serbii odbywa się głównie transportem kolejowym i rzeczny (Dunaj), a dostawy do konsumentów końcowych – transportem drogowym.

W ciągu ostatnich lat Serbia importowała ropę naftową przede wszystkim z Iraku (64%), Kazachstanu (10%), Rosji (23%) i Norwegii (3%)<sup>6</sup>. Wprowadzenie sankcji przez państwa Unii Europejskiej na ropę naftową z Rosji spowodowało, że Serbia – która *notabene* nie przystąpiła do tych sankcji – od 5 grudnia 2022 r. nie może już tranzytować rosyjskiego surowca ropociągiem Adria. Serbia niezmiennie jednak kontynuuje import surowca niepochozącego z Rosji przez rurociąg na terytorium Chorwacji.

Sposobem władz w Belgradzie na zapewnienie dostępu do surowca z Rosji stała się ogłoszona 10 października 2022 r. decyzja władz Serbii i Węgier

<sup>5</sup> Dane za okres 2012-2015 pokazują, że Serbia wykorzystywała jedynie ok. 34% dostępnego potencjału energetycznego OZE.

<sup>6</sup> Dane AERS za 2021 r.





o budowie nowego rurociągu (128 km), który połączyłby serbski Nowy Sad z węgierskim Algyő. Powstanie tego rurociągu zapewniłoby Serbii dostęp do tańszego surowca płynącego z Rosji ropociągiem Przyjaźń, którego jedna z nitek biegnie przez Ukrainę na Węgry, oraz zakończyło konieczność tranzytu całości importowanej ropy naftowej przez terytorium Chorwacji. Koszty budowy serbskiej części rurociągu szacuje się na ok. 157 mln EUR, a czas budowy rurociągu między Nowym Sadem i Algyő – na okres 2 lat. W dniu 20 czerwca 2023 r. Serbia i Węgry podpisały protokół ustaleń (*memorandum of understanding*) w kwestii budowy rurociągu o zdolnościach transportowych wynoszących 5,5 mln ton ropy naftowej rocznie<sup>7</sup>.

Władze w Serbii rozważają także możliwość budowy rurociągu przez Macedonię Północną do Albanii. Koszty budowy ropociągu Pančevo-Niš-Skopje (400 km) szacowane są na ok. 260 mln EUR, zaś rurociągu Skopje-Durrës (300 km) – na kolejne 195 mln EUR. Powstanie połączenia transportowego Pančevo-Durrës pozwoliłoby Serbii na „podłączenie” się do istniejącego ropociągu Durrës-Saloniki, a w sensie ogólnym – na dalszą dywersyfikację kierunków importu ropy naftowej<sup>8</sup>.

W Serbii działalność w zakresie transportu gazu ziemnego prowadzi trzech operatorów systemów przesyłowych: Transportgas Srbija (Nowy Sad), który zarządza 82,5% sieci przesyłu gazu ziemnego w Serbii, Yugorosgaz-Transport (Niš) – 4,1% oraz Gastrans (Nowy Sad) – 13,4%. Tranzytem gazu w obrocie międzynarodowym zajmują się Transportgas Srbija i Gastrans. Serbia posiada obecnie cztery transgraniczne połączenia międzysystemowe

<sup>7</sup> Nie oznacza to jednak rozpoczęcia budowy rurociągu. Zgodnie z treścią protokołu rozpoczęcie realizacji projektu poprzedzi bowiem zawarcie porozumienia między serbskim przedsiębiorstwem Transnafta i węgierskim MOL. Data zawarcia tego porozumienia nie została jednak określona. Zob. Влада Републике Србије, *Изградњом нафтовода Србија-Мађарска до сигурнијег снабдевања домаћег тржишта*, 20.06.2023, <https://www.srbija.gov.rs/vest/713829/izgradnjom-naftovoda-srbijamadjarska-do-sigurnijeg-snabdevanja-domaceg-trzista.php> [28.07.2023].

<sup>8</sup> S. Božić Krainčanić, M. Đurđević, *Srbija i Mađarska u potrazi za zaobilaznim putem do 'Družbe'*, Radio Slobodna Evropa, 13.11.2022, <https://www.slobodnaevropa.org/a/srbija-rusija-nafta-madjarska-naftovod/32080999.html> [3.05.2023].



do transportu gazu ziemnego, a więc dwa połączenia służące do importu gazu ziemnego z Węgier (Kiskundorozsma-Horgoš) i Bułgarii (Kirevo-Zaječar) oraz dwa połączenia do eksportu surowca do Bośni i Hercegowiny (Šabac-Loznica-Zvornik) oraz na Węgry (Horgoš-Kiskundorozsma). Od lutego 2022 r. trwa budowa nowego, dwukierunkowego gazociągu (170 km) między Serbią i Bułgarią (Niš-Dimitrovgrad-Novi Iskyr), która zostanie zakończona jesienią 2023 r. (Interconnector Bulgaria-Serbia, IBS). Dzięki uruchomieniu w październiku 2022 r. interkonektorowi gazowemu między Grecją i Bułgarią (IGB) budowany obecnie gazociąg „połączy” Serbię z Grecją *via* Bułgaria. Pozwoli to Serbii w 2024 r. na import surowca z Azerbejdżanu, płynącego do Europy Południowym Korytarzem Gazowym<sup>9</sup>, oraz dostęp do powstającego obecnie terminalu regazyfikacyjnego w Aleksandropolis w Grecji<sup>10</sup>. Poprzez uruchomienie nowego połączenia gazowego z Bułgarią Serbia uzyska zatem realną możliwość dywersyfikacji kierunków importu. Władze Serbii planują także budowę interkonektorów z państwami sąsiednimi, a więc z Macedonią Północną i Rumunią. Serbia pozostaje też zainteresowana rozbudową połączeń gazowych z Bośnią i Hercegowiną, a w dalszej przyszłości – zapewne także z Chorwacją<sup>11</sup>.

Serbia importuje gaz ziemny z dwóch kierunków: przez terytorium Bułgarii i rezerwowo przez terytorium Węgier. Do początku 2021 r. gaz ten importowany był z Rosji przez Ukrainę i Węgry. Po uruchomieniu serbskiej części gazociągu Balkan Stream nastąpiła strategiczna zmiana trasy dostaw i obecnie surowiec ten dostarczany jest do Serbii przez Turcję i Bułgarię<sup>12</sup>.

<sup>9</sup> Władze Serbii zapowiedziały już zakup azerskiego surowca. W grudniu 2022 r. minister górnictwa i energii Dubravka Đedović stwierdziła, że przyszłe dostawy gazu z Azerbejdżanu zabezpieczą 1/3 rocznego zapotrzebowania Serbii na ten surowiec.

<sup>10</sup> Terminal LNG w Aleksandropolis rozpocznie pracę pod koniec 2023 r.

<sup>11</sup> *ČETIRI GASNE OPCIJE ZA SRBIJU Da li ćemo izgubiti povlašćenu cenu ako budemo primorani da uvedemo sankcije Rusiji*, Kurir, 18.10.2022, <https://www.kurir.rs/vesti/drustvo/4032708/4-gasne-opcije-za-srbiju-da-li-ćemo-izgubiti-povlascenu-cenu-ako-budemo-primorani-da-uedemo-sankcije-rusiji> [13.05.2022].

<sup>12</sup> Serbia otrzymuje gaz transportowany z Rosji gazociągiem TurkStream od 1 stycznia 2021 r. Od 1 października 2021 r. gaz ten dociera przez terytorium Serbii na Węgry.



Przesył gazu ziemnego z Węgier jest teraz niewielki i sprowadza się głównie do tranzytu tego surowca przez terytorium Serbii do sąsiedniej Bośni i Hercegowiny oraz wskazanej już realizacji niewielkich zakupów interwencyjnych.

## 4. Założenia polityki energetycznej

Politykę Serbii na arenie międzynarodowej charakteryzuje polityczna i gospodarcza wielowektorowość, neutralność wojskowa, pragmatyzm polityczny, postępująca ekonomizacja polityki zagranicznej oraz konsekwentna poprawa wizerunku inwestycyjnego państwa. Wielowektorowość ta oznacza m.in. dążenie do członkostwa Serbii w Unii Europejskiej oraz rozwój relacji politycznych i gospodarczych z Niemcami, Francją, Rosją, Stanami Zjednoczonymi, Chinami, Węgrami, Turcją i państwami Zatoki Perskiej<sup>13</sup>.

Trwająca od lutego 2022 r. pełnoskalowa agresja Rosji na Ukrainę uruchomiła proces adaptacji Serbii do nowych, zmienionych realiów środowiska międzynarodowego. Działania serbskich decydentów podejmowane w kontekście swoistej „wojny energetycznej” między Zachodem i Rosją pokazują, że władze w Belgradzie dążą do: trwałej dywersyfikacji kierunków importu i szlaków dostaw surowców energetycznych; zagwarantowania swobodnego dostępu do tańszych surowców energetycznych, importowanych z Rosji; rozbudowy i modernizacji infrastruktury transportowej dla przesyłu gazu ziemnego i ropy naftowej; oraz rozbudowy transgranicznych połączeń międzysystemowych.

Poprzez podejmowane działania dywersyfikacyjne oraz rozbudowę własnej sieci przesyłowej władze Serbii pragną: zwiększyć poziom bezpieczeństwa energetycznego państwa; zmniejszyć istniejącą obecnie zależność

<sup>13</sup> K. Pawłowski, *Ryzyko polityczne: wyzwania dla stabilności politycznej, rozwoju gospodarczego i polityki zagranicznej Serbii*, „Prace IEŚ” 2021, nr 12, s. 7-8, 65-87.



importową od gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej; wzmocnić odporność serbskiej gospodarki na ewentualne zakłócenia dostaw surowców z Rosji; stać się w nieodległej przyszłości jednym z najważniejszych w Europie Południowo-Wschodniej państw tranzytowych dla przesyłu surowców energetycznych z Rosji, regionu Morza Kaspijskiego i Bliskiego Wschodu; oraz uzyskać wymierne korzyści finansowe, wynikające z tranzytu gazu ziemnego do państw Unii Europejskiej przez terytorium Serbii.

Serbia konsekwentnie rozwija – a obecnie *de facto* intensyfikuje – współpracę z Węgrami w obszarze energetyki. Kooperacja ta dotyczy udostępnienia przez stronę węgierską 500 mln m<sup>3</sup> powierzchni magazynowej dla składowania serbskiego gazu ziemnego<sup>14</sup>. Rozwiązanie to pozwala Serbii na zwiększenie rezerw strategicznych tego surowca oraz częściowe „obejście” problemu z magazynowaniem gazu ziemnego na własnym terytorium<sup>15</sup>.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Do najważniejszych wyzwań dla bezpieczeństwa energetycznego Serbii należy zaliczyć: utrzymującą się od lat zależność importową od gazu ziemnego z Rosji; zależność transportową od tranzytu surowca z Rosji „prorosyjskim” gazociągiem TurkStream; skoncentrowanie inwestycji rosyjskich na strategicznym dla serbskiej gospodarki sektorze paliwowym (ropa naftowa i paliwa), których egzemplifikacją stanowi *inter alia* trwająca

<sup>14</sup> 10 czerwca 2022 r. minister finansów Serbii Siniša Mali i minister spraw zagranicznych Węgier Péter Szijjártó podpisali memorandum o kontynuacji współpracy w dziedzinie energetyki. W tym samym dniu przedsiębiorstwo publiczne Srbijagas i węgierska spółka MVM CEEnergy zawarły porozumienie w sprawie magazynowania gazu.

<sup>15</sup> Serbia jest częściowo zależna od Rosji w kwestii magazynowania gazu ziemnego na swoim terytorium, ponieważ połowa powierzchni podziemnego magazynu gazu w miejscowości Banatski Dvor w Wojwodinie (450 mln m<sup>3</sup>) należy do rosyjskiego Gazpromu. W tej sytuacji w Serbii od lat dyskutuje się nad potrzebą rozbudowy magazynu w Banatskim Dvorze. Za korzystniejsze i długoterminowe rozwiązanie uznaje się jednak pomysł budowy nowego magazynu gazu w Itebej, który w całości należałby do Serbii.



od 2008 r. kontrola przez kapitał rosyjski dominującego na rynku serbskim holdingu naftowo-gazowego NIS.

Jakkolwiek w maju 2022 r. struktura własnościowa NIS uległa zmianie, ponieważ – w celu uniknięcia negatywnych konsekwencji dla NIS, wynikających z sankcji Unii Europejskiej wobec Rosji – posiadający pakiet większościowy w NIS i podlegający sankcjom unijnym Gazprom Neft sprzedał 6,15% akcji NIS nieobjętej sankcjami firmie Gazprom, w dalszym ciągu jednak większościowym udziałowcem NIS jest blisko związany z Kremlem kapitał rosyjski. Gazprom Neft nadal posiada bowiem 50% akcji NIS, władze Serbii – 29,87%, Gazprom – 6,15%, a pozostałą część – akcjonariusze mniejszościowi.

Współpraca z Rosją w obszarze energetyki jest dla Serbii z jednej strony rozwiązaniem korzystnym. Zakup gazu ziemnego z Rosji po uprzywilejowanej cenie pozwala bowiem władzom Serbii na: zabezpieczenie stosownych potrzeb energetycznych państwa; ograniczenie strat serbskiej gospodarki w okresie postpandemicznego kryzysu energetycznego; zmniejszenie deficytu Serbii w handlu zagranicznym; oraz utrzymanie niskich cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Transport gazu ziemnego z Rosji gazociągiem Balkan Stream generuje również zyski finansowe dla Serbii jako państwa tranzytowego.

Z drugiej strony zależność od jednego dostawcy gazu ziemnego niesie ze sobą szereg ryzyk w wymiarze ekonomiczno-energetycznym oraz geopolitycznym. Na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat zależność ta generowała bowiem kolejne, korzystne dla rosyjskich przedsiębiorców umowy bilateralne w obszarze serbskiej energetyki, rozwoju infrastruktury, ochrony zdrowia, obrony i bezpieczeństwa (np. zakupy przez Serbię rosyjskiej techniki wojskowej); przyczyniała się do podtrzymania nietransparentnych wpływów rosyjskich w świecie serbskiej polityki i biznesu; oraz mogła stanowić instrument mało transparentnych nacisków politycznych Rosji w odniesieniu do jej bałkańskiego sojusznika. Zasadne wydaje się wreszcie przypuszczenie, że oferowana Serbii niska, preferencyjna cena na zakup rosyjskiego gazu zawiera w istocie ukrytą cenę polityczną, tj. zobowiązanie, że Serbia, balansująca na arenie międzynarodowej między Zachodem



i szeroko rozumianym Wschodem, nie dokona radykalnego, prozachodniego zwrotu w swojej polityce zagranicznej i pozostanie sojusznikiem Rosji<sup>16</sup>.

Problemem serbskiej energetyki jest również niska jakość części wydobywanego węgla oraz przestarzałe rozwiązania technologiczne, prowadzące do powtarzających się awarii w publicznym przedsiębiorstwie energetycznym Elektroprivreda Srbije (EPS) i niedoborów w dostawach energii elektrycznej. W efekcie w Serbii dyskutuje się obecnie o potrzebie prywatyzacji i modernizacji EPS, które mogłyby zostać zrealizowane przy wsparciu inwestorów amerykańskich (m.in. firmy UGT Renewables). Jak się wydaje, pojawienie się kapitału amerykańskiego w EPS wykraczałoby poza aspekty czysto ekonomiczne, energetyczne czy technologiczne i posiadało również szerszy kontekst geopolityczny.

---

<sup>16</sup> Do takiego zwrotu w najbliższym czasie zniechęca zapewne porozumienie w sprawie 3-letniego kontraktu gazowego, uzgodnione w rozmowie telefonicznej między prezydentami Aleksandrem Vučićem i Władimirem Putinem 29 maja 2022 r., tj. w momencie, kiedy Unia Europejska zdecydowała o przyjęciu szóstego pakietu sankcji wobec Rosji. Porozumienie to zakłada, że Serbia będzie kupować gaz z Rosji po preferencyjnej cenie, powiązanej z ceną ropy (ok. 310-420 USD za 1000 m<sup>3</sup>).

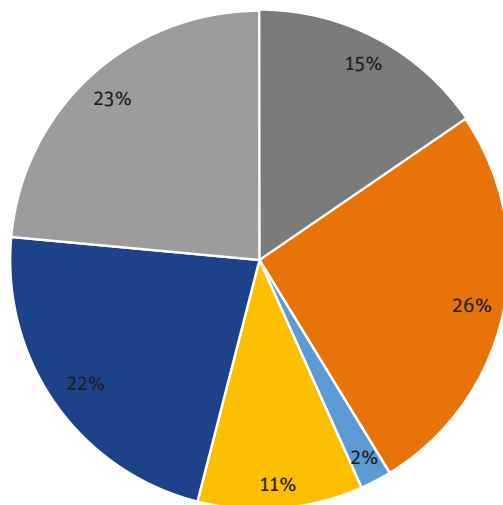


Łukasz Lewkowicz

# Republika Słowacka

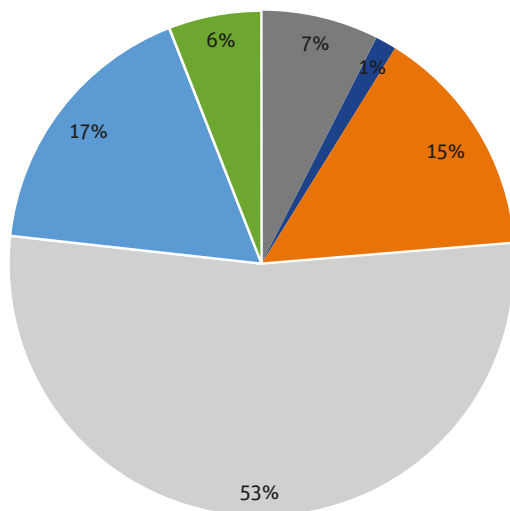


Struktura zużycia energii pierwotnej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Energia wodna ■ Biopaliwa i odpady ■ Ropa naftowa ■ Energia jądrowa

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



■ Węgiel ■ Ropa naftowa ■ Gaz ziemny ■ Energia jądrowa ■ OZE ■ Inne

Uwaga: dane z 2021 r.





## 1. Struktura bilansu energetycznego

Pośród państw członkowskich Unii Europejskiej Słowacja przez lata należała do państw najbardziej uzależnionych energetycznie od Federacji Rosyjskiej. Poziom uzależnienia był niezwykle wysoki w zakresie dostaw zarówno ropy naftowej (100%), jak i gazu ziemnego (ok. 85%). Ogółem aż 57% potrzeb energetycznych Słowacji było zaspokajanych importem z kierunku wschodniego. Tym samym wyzwaniem dla władz Słowacji jest, z jednej strony, uniezależnienie energetyczne od Rosji, natomiast z drugiej strony, utrzymanie tranzytowej pozycji państwa (do wybuchu wojny rosyjsko-ukraińskiej zysk Słowacji z tego tytułu kształtował się na poziomie ok. 300 mln EUR rocznie).

Struktura zużycia energii pierwotnej (TES) na Słowacji jest zróżnicowana, a najważniejszą rolę odgrywa gaz ziemny (26%). Również istotną pozycję mają energia jądrowa (23%), ropa naftowa (22%), a także węgiel (15%). Udział odnawialnych źródeł energii jest zasadniczo wysoki (13%). W odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej kluczowe znaczenie mają energia jądrowa (53%), gaz ziemny (15%) oraz odnawialne źródła energii (17%), których udział systematycznie wzrasta. Ważną rolę w procesie wytwarzania energii elektrycznej pełni również węgiel (7%). W ostatnich latach wytwarzanie energii z OZE rosło na Słowacji najbardziej dynamicznie, biorąc pod uwagę państwa Grupy Wyszehradzkiej. Niewątpliwie w kolejnych latach trend związany ze wzrostem wykorzystania energii jądrowej oraz OZE będzie postępować, co jest konsekwencją odchodzenia od węgla. Według planów rządu elektrownie węglowe oraz kopalnie węgla brunatnego mają zostać zamknięte do 2023 r. (z jednym wyjątkiem).

Ważną rolę na Słowacji przypisuje się także energii jądrowej, a w państwie tym funkcjonują obecnie dwie elektrownie: w Bohunice (dwa reaktory) oraz Mochovce (trzy reaktory). Elektrownie zostały wybudowane w technologii rosyjskiej. W chwili obecnej trwa budowa czwartego bloku w elektrowni Mochovce (prace są zaawansowane w 90%). Zgodnie z oczekiwaniami i deklaracjami rządu po uruchomieniu nowych bloków udział energii jądrowej w procesie wytwarzania energii elektrycznej mógłby wzrosnąć do ok. 70%. Po wybuchu wojny rosyjsko-ukraińskiej nie nastąpiły



przerwy w dostawach paliwa jądrowego na Słowację (realizowane drogą lotniczą z Rosji), przy czym rząd słowacki rozważa możliwość przejścia na dostawy paliwa jądrowego z USA. Niemniej w tym przypadku problematyczne są wyższe koszty i możliwe problemy techniczne związane ze zmianą rodzaju paliwa jądrowego<sup>1</sup>.

## 2. Baza surowcowa

Słowacja nie posiada bogatych złóż bogactw naturalnych, w tym energetycznych. Niemniej jednak wydobywa się w tym państwie znaczne ilości węgla brunatnego oraz niewielkie gazu ziemnego (krajowa produkcja zlokalizowana głównie w regionie bratysławskim pokrywa ok. 2% zapotrzebowania). W 2019 r. wstrzymano wydobywanie ropy naftowej. Oprócz złóż surowców energetycznych wydobywa się także rudy manganu, niewielkie ilości rud żelaza, miedzi, rtęci, antymonu, magnezytu (piąte miejsce na świecie), złota, kamienia budowlanego. Upadek słowackiego górnictwa nastąpił w okresie transformacji ustrojowej na początku XX w., kiedy stopniowo zanikało wydobywanie surowców w znanych miejscowościach górniczych, takich jak Bańska Szczawnica, Kremnica czy Spiska Nowa Wieś<sup>2</sup>.

Obecnie wydobywanie koncentruje się głównie w kamieniołomach odkrywkowych, natomiast górnictwo głębinowe powoli zanika. Węgiel brunatny wciąż wydobywany jest w kopalniach Nováky i Handlová w powiecie Prievidza w regionie Górnej Nitry. Ze względu na położenie geologiczne pewne znaczenie ma również energetyka geotermalna wykorzystywana przez Słowację do ogrzewania gospodarstw domowych i rolnych oraz basenów leczniczych. Geotermia jest obecnie zlokalizowana w 38 miejscach w państwie. Jednocześnie na terytorium Słowacji odkryto 26 potencjalnych obszarów

<sup>1</sup> *Atómové elektrárne*, <https://www.seas.sk/o-nas/nase-elektrarne/atomove-elektrarne/> [15.05.2023].

<sup>2</sup> K. Żarna, *Determinanty polityki zagranicznej Republiki Słowackiej*, „Kraľowskie Studia Międzynarodowe” 2018, nr 4, s. 58.



geotermalnych, położonych głównie w krajach trnawskim, nitrzańskim i żylińskim. Wymienione bogactwa naturalne nie mają charakteru strategicznego dla gospodarki tego państwa, dlatego też Słowacja jest uzależniona od dostaw, w tym przede wszystkim surowców energetycznych<sup>3</sup>.

### 3. Infrastruktura importowa

Przez lata głównym partnerem handlowym w zakresie dostaw surowców energetycznych była Federacja Rosyjska, w tym głównie w odniesieniu do ropy naftowej i gazu ziemnego. Na Słowacji funkcjonuje jedna rafineria w Bratysławie (6,2 mln ton rocznie), która należy do firmy Slovnaft (spółka córka Grupy MOL). Dostawy ropy naftowej do zakładu odbywają się poprzez rurociąg Przyjaźń, a tym samym jest przerabiany wyłącznie surowiec z Rosji (Urals). Przez lata nie przerabiano w rafinerii innych gatunków, przy czym trwające prace remontowe i modernizacyjne były nakierowane na zwiększenie głębokości przerobu, a więc procesu umożliwiającego wytworzenie wysokomarżowych produktów z tej samej ilości ropy naftowej. W efekcie rafineria w Bratysławie należy do jednych z najnowocześniejszych zakładów w Europie Środkowej. Problematiczna pozostaje jednak kwestia dostaw surowca, gdyż przez lata głównym kanałem importowym był rurociąg Przyjaźń (nitka południowa). Wraz z wojną rosyjsko-ukraińską pojawiła się potrzeba zmiany tras dostaw ropy naftowej. W tych nowych uwarunkowaniach można oczekiwać wzrostu dostaw surowca poprzez rurociąg Adria oraz Šahy-Százhalombatta, którego zdolności transportowe są optymalne dla zakładu.

Słowacja przez lata importowała przede wszystkim gaz ziemny z Federacji Rosyjskiej, głównie poprzez infrastrukturę łączącą to państwo z Ukrainą. Wraz z oddaniem do eksploatacji gazociągu Nord Stream 1 część

<sup>3</sup> *Geotermálna energia*, <https://www.energie-portal.sk/Dokument/geotermalna-energia-100286.aspx> [15.05.2023].



importowanego surowca była realizowana poprzez Republikę Czeską. W zmienionych uwarunkowaniach Słowacja podjęła aktywne działania na rzecz dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego. Dzięki istniejącym połączeniom gazowym (interkonektor) mogą być realizowane dostawy z Republiki Czeskiej (punkt Lanžhot), Austrii (Baumgarten), Węgier (Balassagyarmat), a także z Polski (Výrava). Niewątpliwie ważną rolę w procesie zmiany struktury dostaw gazu ziemnego będzie odgrywać oddany do eksploatacji w sierpniu 2022 r. interkonektor Polska-Słowacja, który umożliwi dostawy gazu ziemnego z północy poprzez terminale regazyfikacyjne w Świnoujściu w Polsce lub w Kłajpedzie na Litwie, a tym samym stanowi gwarancję dostaw w przypadku problemów z realizacją zawartych już kontraktów. Na początku 2023 r. rząd Słowacji poinformował, że nawet w przypadku wstrzymania dostaw gazu ziemnego z Rosji do Europy poprzez terytorium Ukrainy państwu temu uda się zabezpieczyć ilość surowca odpowiadającą krajowemu zapotrzebowaniu<sup>4</sup>.

## 4. Założenia polityki energetycznej

Na Słowacji istnieje polityczny konsensus wokół głównych elementów polityki klimatyczno-energetycznej, która jest skupiona na kilku wymiarach. Po pierwsze, Słowacja dąży do zwiększenia ilości energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej. Rozwój energetyki jądrowej przy odchodzeniu od węgla ma poparcie większości ugrupowań parlamentarnych. Dodatkowo badania opinii publicznej pokazują także duże przyzwolenie społeczne na realizację polityki klimatycznej Unii Europejskiej na Słowacji.

Po drugie, kluczową rolę w przyszłości ma odgrywać proces efektywności energetycznej. W tym celu są podejmowane działania na rzecz realizacji

<sup>4</sup> M. Paszkowski, *Czechy i Słowacja: kontynuacja wysiłków na rzecz dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego*, „Komentarze IEŚ”, nr 831, <https://ies.lublin.pl/komentarze/czechy-i-slowacja-kontynuacja-wysilkow-na-rzecz-dywersyfikacji-dostaw-gazu-ziemnego/> [15.05.2023].



priorytetów rządowych z możliwością pozyskania wsparcia Unii Europejskiej dla obywateli. Przykładem takiego działania jest przekazanie 528 mln EUR ze słowackiego planu odbudowy na modernizację co najmniej 30 tys. domów jednorodzinnych w celu poprawy ich efektywności energetycznej.

Po trzecie, istotny jest rozwój nowoczesnych technologii niskoemisyjnych, w tym przede wszystkim wodoru. Kluczowym aspektem takich działań jest sektor motoryzacyjny (Słowacja jest dużym producentem samochodów), który oferuje pojazdy wodorowe. Rozwój tej gałęzi przemysłu mają wspomagać m.in. ulokowane w Koszycach centrum technologii wodorowych, a także przyjęta przez słowacki parlament i zatwierdzona przez rząd narodowa strategia wodorowa. Dokument zakłada m.in. produkcję wodoru w elektrowniach jądrowych i powstanie linii kolejowej z lokomotywami wykorzystującymi wodór<sup>5</sup>.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Dla Słowacji cele klimatyczne Unii Europejskiej, związane m.in. z redukcją o 55% emisji do 2030 r., stanowią jeden z priorytetów polityki klimatyczno-energetycznej. Dalsze zmniejszanie poziomu emisji Słowacja planuje osiągnąć dzięki wsparciu finansowemu ze strony Unii Europejskiej, m.in. z Krajowego Funduszu Odbudowy, który ma w znacznym stopniu wesprzeć cele ekologiczne. Słowacja zamierza przeznaczyć na transformację energetyczną 43% środków z tego funduszu (2,2 mld EUR). Środki z funduszu mają zasilić m.in. inwestycje w niskoemisyjny transport (712 mln EUR), w tym rozwój stacji ładowania paliw alternatywnych i modernizację kolei.

Pomimo że Słowacja nie posiada zbyt wielu terenów górniczych, wyzwaniem dla władz lokalnych i centralnych tego państwa jest transformacja obszaru Górnej Nitry, gdzie wydobywa się węgiel brunatny. Szansę na

<sup>5</sup> *Národná vodíková stratégia Pripravení na budúcnosť*, <https://www.mhsr.sk/uploads/files/YBN0ndkU.pdf?Csrt=16354065837032762804> [15.05.2023].



dalsze przeobrażenie takich terenów Słowacja widzi w Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, z którego chce pozyskać 459 mln EUR. Wyzwaniem dla Słowacji, która dotychczas mało efektywnie wykorzystywała środki z budżetu Unii Europejskiej, będzie implementacja planu odbudowy i terminowe zagospodarowanie pozyskanych z niego grantów (do 2026 r.).

Kluczowym wyzwaniem dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Słowacji pozostaje proces uniezależnienia się od dostaw surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej w kontekście zarówno ropy naftowej, jak i gazu ziemnego. Funkcjonująca w tym państwie rafineria w Bratysławie importuje surowiec wyłącznie poprzez rurociąg Przyjaźń (nitka południowa), ale istnieją techniczne możliwości dostaw poprzez południe z terminalu naftowego Omišalj w Chorwacji, a także rurociągiem Šahy-Százhalombatta (*vide* Węgry). Problematyczne w tym względzie są jednak długość trasy dostaw surowca oraz potencjalne koszty importu i transportu ropy naftowej. Wzrost kosztów importu surowca mógłby wpłynąć na zyski finansowe, a tym samym optymalizację funkcjonowania rafinerii w Bratysławie. Natomiast w zakresie dostaw gazu ziemnego przez lata, z uwagi także na tranzytowe położenie państwa, kluczowe znaczenie miała współpraca z Rosją. Niemniej jednak dobrze rozwinięta sieć połączeń z Europą Zachodnią (m.in. z Republiką Czeską poprzez punkt w Lanžhot), a także oddany do eksploatacji interkonektor Polska-Słowacja stwarzają realne szanse na realizację procesu dywersyfikacji źródeł oraz kierunków importu gazu ziemnego (*vide* terminal regazyfikacyjny w Świnoujściu).

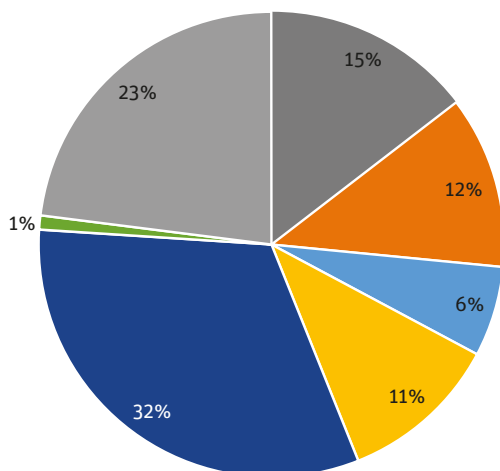


Jan Muš

# Republika Słowenii

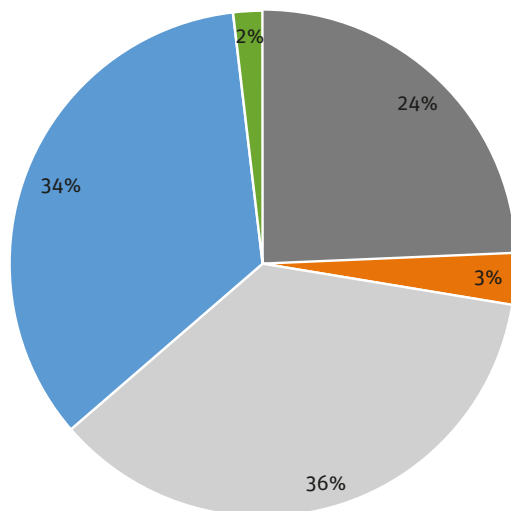


Struktura zużycia energii pierwotnej



- Węgiel
- Gaz ziemny
- Energia wodna
- Biopaliwa i odpady
- Ropa naftowa
- Energia wiatru i słońca
- Energia jądrowa

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



- Węgiel
- Gaz ziemny
- Energia jądrowa
- OZE
- Inne

Uwaga: dane z 2021 r.





## 1. Struktura bilansu energetycznego

● Kluczowe znaczenie dla realizowanej polityki energetycznej Słowenii mają zarówno baza surowcowa, istniejące połączenia energetyczne w regionie, jak i struktura bilansu energetycznego. W strukturze zużycia energii pierwotnej (TES) najważniejszą rolę odgrywają ropa naftowa (32%) oraz energia jądrowa (23%). Natomiast udział pozostałych nośników energii jest zdecydowanie mniejszy. Wśród nich duże znaczenie mają węgiel (15%), gaz ziemny (12%) oraz biopaliwa i odpady (11%), a także energia wodna (6%). Natomiast w kontekście wytwarzania energii elektrycznej najważniejszą rolę odgrywają energia jądrowa wytwarzana w elektrowni w Krško (36%), energia wodna (31%) oraz węgiel (24%). Udział pozostałych nośników energii jest zdecydowanie mniejszy, przy czym – głównie odnawialnych źródeł energii – systematycznie rośnie. Ważną rolę odgrywa też gaz ziemny (3%). Do 2030 r. Słowenia zamierza pokryć w 27% kształtujące się zużycie energii z OZE. Co ważne, już w chwili obecnej 75% zapotrzebowania na energię elektryczną jest pokrywane niskoemisyjnymi nośnikami energii (energia jądrowa, gaz ziemny, odnawialne źródła energii). Niemniej jednak z wyjątkiem realizowanych projektów energetycznych, związanych z rozwojem hydroelektrowni, rozwój dużych mocy pozostaje niepewny, ponieważ wiele projektów, przede wszystkim dotyczących rozwoju mocy pochodzących z wiatru, zostało porzuconych<sup>1</sup>. Rola energii jądrowej jest niezwykle ważna, chociaż jedynie połowa wytwarzanej w elektrowni jądrowej Krško energii elektrycznej jest wykorzystywana na potrzeby krajowe (pozostała ilość jest kierowana do Chorwacji, która jest współwłaścicielem elektrowni)<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> EnerData, *Slovenia energy report*, <https://www.enerdata.net/estore/country-profiles/slovenia.html>.

<sup>2</sup> Agencija za Energiju, *Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji. 2021*, <https://www.agen-rs.si/documents/10926/38704/Poro%C4%8Dilo-o-stanju-na-podro%C4%8Dju-energetike-v-Sloveniji-v-letu-2021/17048023-cfc5-4283-8e48-5fa078ad2ae6> [13.04.2023].



## 2. Baza surowcowa

185

Słowenia posiada znaczne zasoby węgla, które są oceniane na poziomie 1,2 mld ton. Największe złoża (ok. 830 mln ton) znajdują się w Goricku. Inne duże rezerwy zlokalizowane są w Velenje (ok. 370 mln ton) i Zasavje (68 mln ton). Tym samym ważną rolę w systemie energetycznym odgrywa węgiel, który jest wykorzystywany do wytwarzania energii elektrycznej w dwóch elektrowniach opalanych węglem kamiennym i brunatnym.

W północno-wschodniej Słowenii występują zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej, a zgodnie z Narodową Strategią Górniczą rząd widzi możliwość dalszego poszukiwania i eksploatacji tych zasobów. Jednym z głównych celów wskazanych w strategii jest również optymalizacja procedur administracyjnych związanych z udzielaniem koncesji na eksploatację, a tym samym ułatwienie inwestorom dostępu do zasobów naturalnych Słowenii.

Największym zasobem energetycznym Słowenii jest jednak woda, gdyż państwo to jest jednym z czołowych producentów energii elektrycznej wytwarzanej w hydroelektrowniach spośród państw Europy Środkowej. W tym zakresie są realizowane projekty inwestycyjne, gdyż energia pozyskiwana w ten sposób będzie mieć coraz większe znaczenie (proces transformacji energetycznej).

Zwiększony proces wytwarzania energii elektrycznej z wody jest ważną częścią polityki energetycznej państwa. Plany obejmują dalszą modernizację stacji na górnej Sawie i ukończenie łańcucha sześciu nowych elektrowni na dolnej Sawie. Od 2004 r. rząd zainwestował w szereg elektrowni wodnych, a w ostatnich latach ogłosił budowę nowych na środkowej Sawie, z przewidywanymi inwestycjami w wysokości 1,7 mld EUR. Istnieją również plany modernizacji trzech elektrowni na rzece Drawa i trwają studia wykonalności dla dodatkowych małych projektów elektrowni wodnych. Wraz z nowymi elektrowniami te renowacje stworzą dodatkowe 470 MW mocy energetycznej do 2024 r.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> *Slovenia – Country Commercial Guide*, <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/slovenia-energy>.



### 3. Infrastruktura importowa

Słowenia, z uwagi na niewielką bazę surowcową, jest państwem uzależnionym od dostaw surowców energetycznych. Taka zależność dotyczy przede wszystkim importu gazu ziemnego (99%, z czego 81% było dostarczane z Federacji Rosyjskiej) oraz paliw, co jest konsekwencją braku funkcjonowania rafinerii w tym państwie (niewielki zakład o zdolnościach przerobowych wynoszących 1,5 mln ton rocznie został zamknięty w 2000 r.)<sup>4</sup>.

Dostawy gazu ziemnego są realizowane za pomocą interkonektorów z Chorwacją, Włochami oraz Austrią. Znaczenie tych państw jest tym większe, ponieważ Słowenia nie posiada magazynów gazu ziemnego. Kluczowym partnerem handlowym przez lata była Federacja Rosyjska, a w 2018 r. została podpisana umowa pomiędzy spółkami Geoplin oraz Gazprom na dostawy 600 mln m<sup>3</sup> rocznie tego surowca. Jednak inwazja Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. zmusiła Słowenię do reorientacji polityki energetycznej i poszukiwania alternatywnych źródeł dostaw gazu ziemnego. W tych zmienionych uwarunkowaniach Słowenia wyraziła chęć zakupu gazu ziemnego z USA za pośrednictwem terminali regazyfikacyjnych w wyspie Krk w Chorwacji lub Rovigo we Włoszech<sup>5</sup>. Jednocześnie w listopadzie 2022 r. doszło do zawarcia porozumienia pomiędzy spółką Geoplin oraz Sonatrach z Algierii w obszarze dostaw gazu ziemnego. Nowy kontrakt obejmuje dostawy surowca z Algierii na poziomie 300 mln m<sup>3</sup> rocznie na Słowenię poprzez Włochy i ma obowiązywać przez okres 3 lat (kontrakt ma zapewnić 35% krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny).

Słowenia jest zainteresowana rozwojem interkonektorów z państwami sąsiednimi w kontekście dostaw gazu ziemnego. W tym zakresie państwo-  
wa spółka Plinovodi, zajmująca się transportem gazu ziemnego, prowadzi

<sup>4</sup> Republik of Slovenia. Statistical Office, <https://www.stat.si/StatWeb/en/News/Index/10321> [13.04.2023].

<sup>5</sup> *Slovenia – Country Commercial Guide*, <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/slovenia-energy>.



rozmowy z węgierskim przedsiębiorstwem FGSZ, a ich celem jest budowa nowego połączenia gazowego, łączącego Węgry i Słowenię. Plany inwestycyjne dotyczą także sektora elektroenergetycznego. Przewiduje się w tym względzie modernizację i rozwój krajowego systemu przesyłowego, remont sieci przesyłowej, lepszą regulację mocy w systemie oraz dokończenie i remont linii przesyłowej 400 kV wschód-zachód, łączącej Słowenię z Węgrami. Niemniej jednak brak środków finansowych może opóźnić realizację tych projektów<sup>6</sup>.

## 4. Założenia polityki energetycznej

W lutym 2020 r. rząd zatwierdził krajowy plan energetyczny i klimatyczny, mający na celu ograniczenie zużycia paliw kopalnych i emisji gazów cieplarnianych, wsparcie odnawialnych źródeł energii i zwiększenie efektywności energetycznej. Dokument przewiduje osiągnięcie celów klimatycznych Unii Europejskiej poprzez poprawę efektywności energetycznej, kampanie budujące świadomość społeczną, rozwój nowych zrównoważonych technologii energetycznych i zaawansowanych systemów energetycznych oraz odejście od paliw kopalnych na rzecz niskoemisyjnych źródeł, takich jak energia słoneczna, wiatrowa, wodna i jądrowa. Plan nie zawierał jednak konkretnych zaleceń ani konkretnych propozycji dotyczących opcji energetycznych – węgla, energii jądrowej, gazu ziemnego, energii słonecznej, wody – które należy opracować, aby zaspokoić przyszłe potrzeby Słowenii w zakresie energii zgodnie z jej zobowiązaniami zawartymi w porozumieniu paryskim.

Słowenia dąży do stopniowego przejścia na niskoemisyjne źródła energii, koncentrując się na efektywnym zużyciu energii, zwiększonym wykorzystaniu OZE oraz rozwoju aktywnych sieci dystrybucji energii elektrycznej.

<sup>6</sup> Ibidem.



Strategia ta prawdopodobnie będzie przewidywać dalsze silne uzależnienie od energii jądrowej i rozwój energetyki wodnej.

Słowenia przyspiesza działania na rzecz zwiększenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w tym energii słonecznej i wiatrowej. Jednak lokalny sprzeciw oraz czasochłonne i uciążliwe procedury wydawania zezwoleń dotychczas uniemożliwiały realizację dużych projektów w tym państwie. Plany rządowe obejmują usprawnienie procesu wydawania pozwoleń, tak aby projekty związane z wykorzystaniem tego typu technologii były bardziej atrakcyjne.

Słoweński rząd uznał zieloną transformację za priorytet swojego krajowego planu odbudowy i zwiększania odporności, przeznaczając na tę transformację co najmniej 43% z 2,5 mld EUR, o które wnioskowano z Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności. Działania te będą obejmować poprawę efektywności energetycznej budynków, zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym oraz zwiększenie udziału paliw niskoemisyjnych w transporcie publicznym<sup>7</sup>.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Słowenia jest w dużym stopniu uzależniona od międzynarodowego otoczenia gospodarczego, które w ostatnich latach pozostaje mało stabilne. Dla małych państw, takich jak Słowenia, stanowi to poważne wyzwanie. Dotyczy to zwłaszcza importu surowców energetycznych, co stanowi 43% dostaw nośników energetycznych. Dodatkowo dużym problemem przez lata pozostawała zależność bezpośrednia lub pośrednia od dostaw gazu ziemnego (25%) oraz paliw (81%) z Federacji Rosyjskiej (import przede wszystkim drogą morską). W takich uwarunkowaniach państwo to aktywnie usuwa bariery w dalszym wdrażaniu technologii związanych z odnawialnymi źródłami energii i przewiduje się zwiększenie udziału takich

<sup>7</sup> Ibidem.



nośników energii do 2030 r. W tym kontekście działania są nakierowane na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w ramach procesu transformacji energetyczno-klimatycznej<sup>8</sup>.

W krajowym raporcie dotyczącym innowacji energetyczno-klimatycznych dla Słowenii z 2019 r. wskazano na liczne wyzwania związane z osiągnięciem neutralności klimatycznej. W raporcie podkreśla się również potrzebę ułatwienia złożonych procedur administracyjnych lub prawnych, brak wiedzy specjalistycznej do wdrażania działań cyrkularnych, a także brak zasobów ludzkich na wszystkich poziomach.

Podobnie Krajowy Plan Odbudowy i Rekonstrukcji (przyjęty w lutym 2020 r.) podkreśla, że cały system instytucjonalny rynku energii – od ministerstw po przedsiębiorstwa energetyczne i końcowych użytkowników energii – stoi przed dużym wyzwaniem związanym z zarządzaniem energią (i klimatem) oraz wdrażaniem polityki we wszystkich sektorach. Słoweński rząd może podejść do tej kwestii na dwa różne sposoby, albo powołując nowy, publiczny urząd, który skupiłby się na realizacji polityki klimatycznej UE, albo starając się wzmocnić (zbudować potencjał) istniejące instytucje odpowiednią wiedzą ekspercką. W rezolucji w sprawie długoterminowej strategii klimatycznej Słowenii do 2050 r., przyjętej w lipcu 2021 r. przez Zgromadzenie Narodowe Republiki Słowenii, podkreślono, że cel neutralności klimatycznej do 2050 r. można osiągnąć jedynie przy skutecznej, pomyślnej i skoordynowanej realizacji długoterminowej polityki klimatycznej. Planowano również powołanie służby rządowej odpowiedzialnej za koordynację słoweńskiej polityki klimatycznej<sup>9</sup>.

---

<sup>8</sup> A.-M. Boromiša, D. Crnčec, J. Muš, M. Szpala, *EU green transition in Southeastern Europe. Challenges and perspectives*, „IEŚ Policy Papers” 9/2022, <https://ies.lublin.pl/ies-policy-papers/eu-green-transition-in-southeastern-europe-challenges-and-perspectives/> [13.04.2023].

<sup>9</sup> Ibidem.

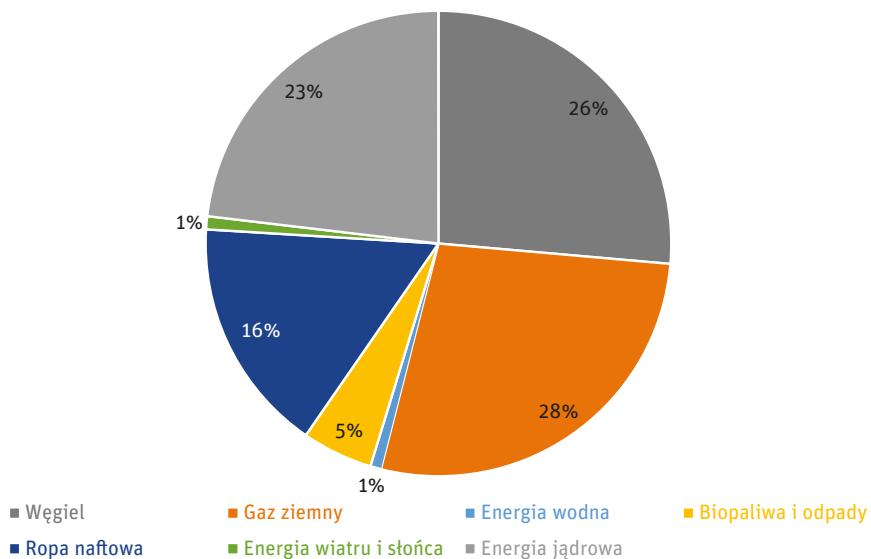


Jakub Olchowski, Hanna Bazhenova

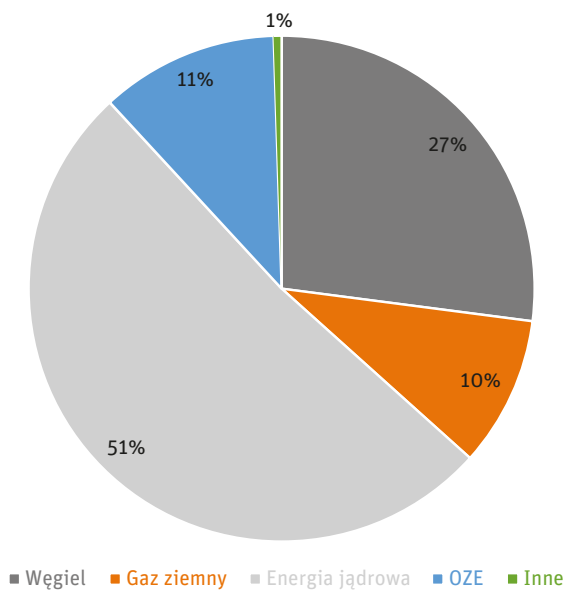
# Ukraina



Struktura zużycia energii pierwotnej



Struktura wytwarzania energii elektrycznej



Uwaga: dane z 2021 r.





## 1. Struktura bilansu energetycznego

Ukraina jest znaczącym konsumentem energii, a w strukturze zużycia energii pierwotnej (TES) największą rolę odgrywają gaz ziemny (28%), węgiel kamienny (26%), energia jądrowa (23%) oraz ropa naftowa (16%). Na Ukrainie ok. 65% generacji energii elektrycznej jest zabezpieczane z krajowych zasobów. Jest to konsekwencją przede wszystkim rozbudowanej sieci elektrowni jądrowych, które opowiadają średnio za 51% zapotrzebowania na energię elektryczną. Tym samym Ukraina jest siódmym największym w skali światowej (oraz drugim w Europie) wytwórcą energii elektrycznej z atomu.

Na bezpieczeństwo energetyczne Ukrainy oraz na jego przyszły kształt kluczowy wpływ ma obecnie trwająca wojna. Co również istotne, od początku rosyjskiej inwazji na Ukrainę Państwowa Służba Statystyczna Ukrainy przestała publikować wiele raportów statystycznych. Dane dotyczące niektórych sektorów gospodarki są całkowicie niedostępne, inne są nadal publikowane z opóźnieniem od trzech do sześciu miesięcy. Trwające od jesieni 2022 r. zmasowane ataki rakietowe i przy użyciu dronów na infrastrukturę energetyczną powodują, że na Ukrainie często dochodzi do ograniczeń w dostępności energii elektrycznej, co wpływa na poziom bezpieczeństwa oraz zdolność do funkcjonowania gospodarki państwa.

W tych zmienionych uwarunkowaniach energetycznych Ukraina sporadycznie jest importerem energii elektrycznej (na początku 2023 r. deficyt energii elektrycznej sięgnął poziomu 30%), a dostawy są realizowane z Polski i Słowacji. Po stabilizacji sytuacji energetycznej Ukraina była w stanie, pomimo trwających ataków, od kwietnia 2023 r. wznowić eksport energii na rynki europejskie (Polska, Mołdawia, Słowacja).

## 2. Baza surowcowa

Ukraina posiada duże zasoby wszystkich rodzajów surowców energetycznych (ropa naftowa, gaz ziemny, węgiel, torf, uran itp.), ale od czasu uzyskania niepodległości w 1991 r. nie udało się jej osiągnąć samowystarczalności energetycznej. Po pierwsze, państwo to zajmuje drugie miejsce



w Europie, po Norwegii, pod względem potwierdzonych zasobów gazu ziemnego, ale wciąż jednak importuje ten surowiec. Wydobycie mogłoby zostać znacznie zwiększone, dzięki czemu Ukraina stałaby się samowystarczalna, wymaga to jednak inwestycji w infrastrukturę wydobywczą. Na terenie kraju znajdują się trzy regiony naftowo-gazowe: Dniepro-Doniecki (wschodni), Zakarpacki (zachodni) i Czarnomorsko-Krymski (południowy). Większość zasobów (ropa naftowa, kondensat gazowy i gaz ziemny) znajduje się we wschodnim regionie naftowo-gazowym. Na ten region przypada 76,50% zapasów gazu ziemnego, natomiast na regiony zachodni i południowy odpowiednio 14,24% i 9,26%. Ukraina posiada także znaczne, dotychczas nieeksploatowane, złoża gazu ziemnego z formacji niekonwencjonalnych (zgodnie z szacunkami ok. 1,2 bln m<sup>3</sup>).

Po drugie, złoża węgla na Ukrainie szacowane są na ok. 34 mld ton (co stanowi ok. 3,3% zasobów światowych)<sup>1</sup>, jednak większość najcenniejszych złóż antracytu znajduje się na okupowanym obszarze Donbasu. Wydobycie węgla kamiennego koncentruje się w donieckim i lwowsko-wołyńskim zagłębiu węgla kamiennego. Przemysł węgla brunatnego zlokalizowany jest w oddzielnych ośrodkach w dnieprzańskim zagłębiu węgla brunatnego. Przed inwazją Rosji w lutym 2022 r. Ukraina była w 75% samowystarczalna pod względem tego surowca. Pozostałe ilości były importowane na konkurencyjnych warunkach od zdywersyfikowanego grona dostawców – choć kluczowa pozostawała Rosja (obok niej głównie Stany Zjednoczone i Kazachstan).

Po trzecie, na rynku gazu ziemnego Ukraina pokrywała w ostatnich latach dwie trzecie swoich potrzeb z wydobycia krajowego, a resztę importowała z państw Unii Europejskiej. W związku z wojną w 2022 r. poziom zużycia był rekordowo niski i wyniósł 20,1 mld m<sup>3</sup>, co pozwoliło na pokrycie zapotrzebowania z krajowych źródeł (92%), nawet mimo spadku krajowego

<sup>1</sup> BP Statistical Review of World Energy 2019, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf> [24.04.2023].



wydobycia (sprowadzono jedynie 1,54 mld m<sup>3</sup> surowca). Na bezpieczeństwo energetyczne Ukrainy znacząco wpływają największe w Europie podziemne magazyny gazu ziemnego o pojemności ponad 30 mld m<sup>3</sup>.

Wojna ma istotne znaczenie dla bazy surowcowej Ukrainy. W wyniku działań wojennych (począwszy od 2014 r.) państwo straciło 63% złóż węgla, 11% pokładów ropy naftowej i 20% zasobów gazu ziemnego. Rosja zagarnęła 41 pokładów węglowych, 41 pokładów gazu ziemnego, w tym 14 propanu, i 9 pokładów ropy naftowej<sup>2</sup>. W ciągu wojny zostało zniszczonych ponad 20 ukraińskich składów ropy naftowej oraz najważniejsze zakłady petrochemiczne – rafineria ropy naftowej w Krzemieńczuku i przetwórnia gazu w Szebelynce.

### 3. Infrastruktura importowa

Ukraina przez lata odgrywała istotną rolę w tranzycie gazu ziemnego z uwagi na rozbudowany system transportowy (ok. 45 tys. km rurociągów). Obecnie znaczenie tego państwa jako szlaku tranzytowego dla gazu ziemnego z Rosji, transportowanego do Europy, stale spada. W 2004 r. przetransportowano przez Ukrainę 120 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego z Rosji, w 2012 r. – 84 mld m<sup>3</sup>, a w 2022 r. – tylko 14,5 mld m<sup>3</sup>. Początkowo istotnym tego powodem było uruchomienie gazociągu Nord Stream 1 (pierwotna nazwa to Gazociąg Północny), omijającego Ukrainę. Natomiast obecnie decyduje o tym głównie spadające zainteresowanie surowcami z Rosji z uwagi na wprowadzone sankcje. W odniesieniu do systemu rurociągów transportujących ropę naftową przez terytorium Ukrainy surowiec jest dostarczany do państw Europy Środkowej rurociągiem Przyjaźń (nitka południowa). Wraz z wybuchem wojny rosyjsko-ukraińskiej i nałożeniem sankcji na agresora szlak ten zaczął tracić na znaczeniu.

<sup>2</sup> A. Faiola, D. Bennet, *In the Ukraine war, a battle for the nation's mineral and energy wealth*, „Washington Post”, 10.08.2022, <https://www.washingtonpost.com/world/2022/08/10/ukraine-russia-energy-mineral-wealth/> [25.04.2023].



Ukraina dywersyfikuje także źródła dostaw surowców energetycznych. Po aneksji Krymu państwo to wstrzymało w 2015 r. zakup gazu ziemnego bezpośrednio z Federacji Rosyjskiej. Rozpoczął się tym samym proces zmiany struktury dostaw surowca, który był kupowany za pośrednictwem państw trzecich, w tym Węgier, Słowacji i Polski. Większość importu realizowana była od początku 2020 r. poprzez wirtualny rewers (*backhaul*) – w 2021 r. sprowadzono w ten sposób 89% gazu. W 2022 r. import spadł do najniższego poziomu w historii niepodległej Ukrainy – w porównaniu z 2021 r. o 40%. Zużycie gazu ziemnego zmniejszyło się w niektórych miejscowościach o 30-50%. W związku z tym wydobycie krajowe i dostępne zapasy w podziemnych magazynach w pełni pokrywały potrzeby.

W przypadku importu paliw obok Rosji dużą rolę odgrywa Białoruś – jeszcze w 2021 r. państwa te dostarczyły łącznie prawie 70% importowanych produktów. Trzecim dostawcą była Litwa, gdzie zakupiono ok. 10% paliw. Ukraina rozpoczęła także import ropy naftowej do jedynej funkcjonującej w tym państwie rafinerii w Krzemieńczuku ze Stanów Zjednoczonych i Azerbejdżanu. Zakład został jednak zniszczony w wyniku działań zbrojnych w 2022 r.

W 2022 r., w związku z rosyjską agresją, import węgla kamiennego i antracytu na Ukrainę zmniejszył się z poziomu 19,5 mln ton do 4,6 mln ton w porównaniu z 2021 r. Import był realizowany z Rosji, Stanów Zjednoczonych i Australii. W marcu 2022 r. rozpoczęto import węgla także z Polski. Jednocześnie udział Rosji w dostawach spadł z 62% do 37%.

Na terytorium Ukrainy funkcjonują 4 elektrownie jądrowe (łącznie 15 reaktorów), a dla bezpieczeństwa energetycznego tego państwa istotną rolę odgrywa przyłączenie do sieci państw Unii Europejskiej (ENTSO-E). Włączenie do sieci ułatwiło Ukrainie zarówno przetrwanie rosyjskich ataków na infrastrukturę, jak i przesył energii do i z państw sąsiednich. Ponadto oznacza to możliwość korzystania w razie potrzeby z energetycznych rezerw europejskich, a także większą odporność na lokalne awarie.



## 4. Założenia polityki energetycznej

Zasadniczym czynnikiem, który określi kształt ukraińskiego bezpieczeństwa energetycznego, będzie rezultat toczącej się wojny. Można jednak założyć, że Ukraina będzie kontynuować integrowanie swojego systemu energetycznego z europejskim, m.in. w zakresie infrastruktury, umożliwiającej zwiększenie przesyłu energii elektrycznej, a także poszerzać udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym. Z racji posiadania znacznych zasobów surowców energetycznych, a także dzięki położeniu geograficznemu i klimatowi, które umożliwiają daleko idącą dywersyfikację źródeł energii, Ukraina może stać się istotnym eksporterem energii elektrycznej i surowców (głównie gazu ziemnego). Wymagać to jednak będzie bardzo poważnych inwestycji w infrastrukturę wydobywczą i przesyłową, która jest w znacznej mierze przestarzała i zaniedbana; a następnie zwiększenia wydobywania i poprawienia rentowności całego sektora energetycznego. Konieczne będą także, do czego Ukrainę obliguje umowa stowarzyszeniowa z Unią Europejską, kontynuowanie reform strukturalnych sektora energetycznego, deregulacja i liberalizacja rynku energii, zaostrzenie standardów bezpieczeństwa (szczególnie w sektorze jądrowym) oraz zwiększenie poziomu energoefektywności gospodarki.

Mimo trwającej wojny podejmowane są działania w tym zakresie. 1 maja 2023 r. przyjęto „Strategię energetyczną Ukrainy do 2050 roku”, opartą na założeniach wzorowanych na zachodnich, a więc uwzględniającą w energetyce zrównoważony rozwój całej gospodarki. Strategia przewiduje w szczególności: wzmocnienie roli bezpieczeństwa energetycznego, pogłębienie integracji ukraińskiego systemu energetycznego z europejskim, modernizację sektora energetycznego z zastosowaniem najnowszych technologii (m.in. wodorowych i jądrowych) oraz w zgodzie z normami i standardami zachodnimi, a także poprawę efektywności energetycznej, w tym rozwój odnawialnych źródeł energii i osiągnięcie neutralności sektora energetycznego do 2050 r. Perspektywnie ukraińska energetyka ma być filarem bezpieczeństwa państwa (także poprzez decentralizację), odpowiadać normom i standardom zachodnim (rozwój sektora jądrowego i odnawialnych źródeł energii), a także stać się elementem europejskiego bezpieczeństwa energetycznego.



## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

197

Zasadniczym, strategicznym wyzwaniem w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Ukrainy jest trwałe i pełne energetyczne uniezależnienie się od Rosji, a także powojenna odbudowa zniszczeń infrastruktury. Program Narodów Zjednoczonych ds. Rozwoju (UNDP) i Bank Światowy oszacowały szkody spowodowane rosyjskimi atakami w infrastrukturze elektroenergetycznej, gazowej i grzewczej na początek kwietnia 2023 r. na ponad 10 mld USD, z czego 6,5 mld USD stanowią szkody w ukraińskim sektorze energetycznym (tylko koszt naprawy systemów awaryjnych wynieść ma ok. 1,2 mld USD)<sup>3</sup>. W szczególności szkody wyrządzone w elektrowniach jądrowych wyniosły ok. 0,77 mld USD. Nie mniej niż 12 mln Ukraińców w różnych okresach pozostawało bez dostępu do energii elektrycznej, wody i ogrzewania. Zgodnie z szacunkami UNDP statystyczne ukraińskie gospodarstwo domowe pozbawione było energii elektrycznej przez 35 dni w roku. Wszystkie elektrownie ciepłne i większość wodnych zostało uszkodzonych, podobnie jak sieć przesyłowa. Według danych Ministerstwa Energetyki Ukrainy z końca kwietnia 2023 r. Rosja w czasie ponad 30 ataków wystrzeliła na ukraińską infrastrukturę energetyczną ok. 1000-1200 rakiet i dronów. W efekcie ukraiński system energetyczny utracił tymczasowo 44% generacji jądrowej, 78% ciepłej, 66% wodnej, 75% wiatrowej i niemal 20% słonecznej.

Pomimo trwających działań zbrojnych na Ukrainie postępuje proces dywersyfikacji źródeł energii. Konsekwentnie zwiększa się rola odnawialnych źródeł energii, a maleje gazu ziemnego, co jest szczególnie widoczne w strukturze wytwarzania energii elektrycznej (w 2021 r. elektrownie gazowe i wodne wytworzyły tyle samo energii). Przewiduje się, że w 2035 r. z odnawialnych źródeł energii pochodzić będzie 25% wytwarzanej energii elektrycznej. Sprzyjające warunki naturalne pozwalają na rozwijanie, zwłaszcza

<sup>3</sup> Według Boston University Institute for Global Sustainability koszt odbudowy i modernizacji sektora energetycznego Ukrainy może wynieść nawet 200 mld USD.



na południu kraju, farm wiatrowych i słonecznych – jedna z nich (wspólny projekt ukraińsko-niemiecki) została utworzona na terenach wokół Czarnobylskiej Elektrowni Jądrowej. Łączna moc zainstalowana ukraińskich farm wiatrowych to 1,8 GWe. W 2021 r. istotną rolę w pokryciu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną odgrywały źródła niskoemisyjne (29%, z czego odnawialne stanowiły 6%), natomiast w przypadku wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł niskoemisyjnych pochodziło 69% (w tym 14% z OZE)<sup>4</sup>. Było to możliwe głównie dzięki czterem elektrowniom jądrowym (łączna moc zainstalowana to ponad 13 GWe). Funkcjonujące na Ukrainie elektrownie jądrowe pozostają ważnym źródłem energii elektrycznej, a także istotnym elementem bezpieczeństwa energetycznego państwa: sektor jądrowy będzie nadal rozwijany, przy czym i w tym wypadku następuje uniezależnianie się od Rosji – paliwo jądrowe, dotychczas dostarczane przez Rosatom, sukcesywnie zastępowane jest dostawami zachodnimi, głównie z koncernu Westinghouse. Rozważa się także produkcję, w oparciu o ukraińskie zasoby uranu, własnego paliwa.

Odrębnym wyzwaniem pozostaje kwestia anektowanego przez Rosję Krymu. Według Ministerstwa Energetyki Ukrainy w wyniku aneksji Ukraina utraciła dostęp do ok. 80% zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej zlokalizowanych na Morzu Czarnym. W połowie kwietnia 2023 r. Trybunał Arbitrażowy w Hadze zdecydował, że Rosja powinna wypłacić 5 mld USD ukraińskiej państwowej spółce Naftogaz tytułem rekompensaty za straty poniesione przez spółkę w wyniku aneksji. Roszczeń tego rodzaju jest więcej, kwestią czasu jest pojawienie się kolejnych decyzji Trybunału.

Należy też podkreślić, że ukraiński system energetyczny zmaga się z podobnymi problemami, co cała gospodarka i państwo. Częściowo wynika to z dziedzictwa ZSRR – większość sektora to rozbudowane przedsiębiorstwa państwowe. Jedynie ok. 30% aktywów energetycznych, głównie węglowych

<sup>4</sup> BP Statistical Review of World Energy 2022, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> [24.04.2023].



i związanych z odnawialnymi źródłami energii, znajduje się w rękach prywatnych, co w warunkach ukraińskich oznacza dominację oligarchów. Tym samym energetyka jest instrumentem polityki i przedmiotem spekulacji finansowych. Wiąże się z tym problem ugruntowanych schematów korupcyjnych, nie tylko wpływających na efektywność całego systemu, ale i utrudniających pozyskiwanie inwestorów zewnętrznych. Podobnie jak w innych dziedzinach, także w energetyce konieczne są działania zwiększające transparentność i wiarygodność sektora.



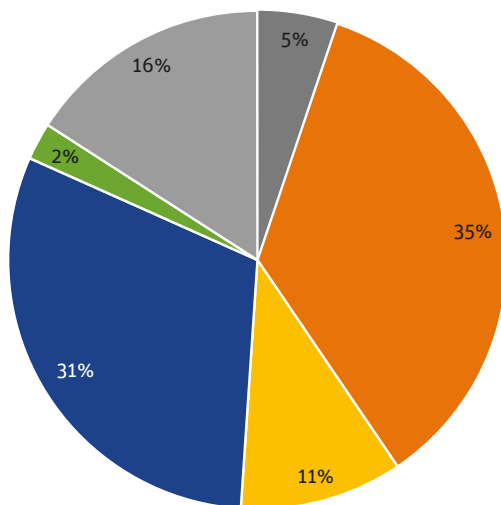


Dominik Héjj

# Węgry

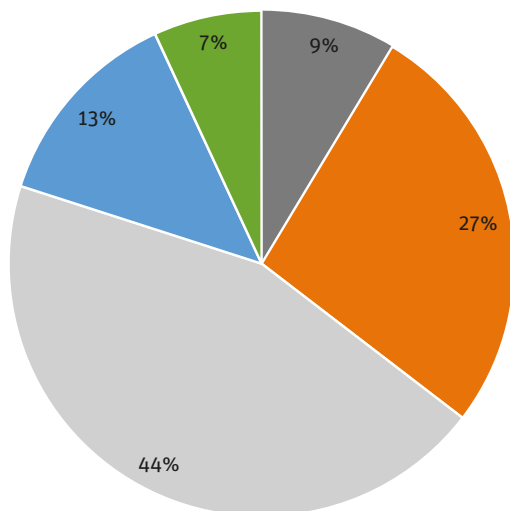


Struktura zużycia energii pierwotnej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Biopaliwa i odpady ■ Ropa naftowa ■ Energia wiatru i słońca ■ Energia jądrowa

Struktura wytwarzania energii elektrycznej



■ Węgiel ■ Gaz ziemny ■ Energia jądrowa ■ OZE ■ Inne

Uwaga: dane z 2021 r.



## 1. Struktura bilansu energetycznego

Węgry są państwem, w którym kluczową rolę w bilansie energetycznym odgrywają paliwa kopalne. W strukturze zużycia energii pierwotnej najważniejsze są gaz ziemny (35%) i ropa naftowa (31%). Nieco mniejszą rolę pełni energia jądrowa (16%). W procesie wytwarzania energii elektrycznej największe znaczenie ma energia jądrowa, a energia elektryczna jest wytwarzana w elektrowni jądrowej w Paks (44%). Kolejne ważne miejsca zajmują: gaz ziemny (27%), energia słoneczna (11%), węgiel (9%), a także biopaliwa (7%).

Największe znaczenie w wytwarzaniu energii elektrycznej w ramach odnawialnych źródeł energii mają energia słoneczna i biomasa (wykorzystywana w elektrowni w Mátra), przy czym w ostatnim czasie najbardziej dynamicznie rośnie ilość energii elektrycznej wytwarzanej z paneli fotowoltaicznych. Na Węgrzech jest też dostrzegalny wzrost udziału energii elektrycznej z farm wiatrowych, przy czym tego typu inwestycje nie były przez wiele lat systemowo wspierane przez władze w Budapeszcie.

W ramach realizowanej polityki energetycznej Węgry planują zwiększenie wykorzystania energii jądrowej także przy procesie transformacji energetycznej i w tym zakresie planowana jest budowa nowej elektrowni. Umowa dotycząca projektu związanego z rozwojem energetyki jądrowej, funkcjonującego pod nazwą Paks 2, została podpisana w Moskwie w 2014 r. Przewiduje ona budowę dwóch bloków jądrowych (VVER-1200) o mocy łącznej 2400 MWe, a inwestorem jest rosyjska firma Rosatom. Pomimo rosyjskiej inwazji na Ukrainę w lutym 2022 r., rząd w Budapeszcie nie zdecydował się na rozwiązanie kontraktu i wybranie innego oferenta. Pierwotnie inwestycja miała zostać ukończona w 2018 r., ale właściwa część budowy wciąż się nie rozpoczęła (obecnie szacuje się, że opóźnienie budowy elektrowni wynosi co najmniej sześć lat). W związku z tym w grudniu 2022 r. parlament zdecydował o wydłużeniu okresu eksploatacji pracujących obecnie czterech reaktorów w elektrowni jądrowej Paks (VVER-440 produkcji rosyjskiej) o kolejnych dwadzieścia lat. Jest to maksymalny dopuszczalny termin ich eksploatacji, a tym samym reaktory zostaną wyłączone w latach 2052-2057. W kwietniu 2023 r. w Moskwie



doszło do podpisania rosyjsko-węgierskiego aneksu do umowy dotyczącej budowy dwóch nowych bloków. Następnie dokument ten pod koniec maja 2023 r. został zaakceptowany przez Komisję Europejską. Na mocy nowego porozumienia pierwszy z dwóch nowych reaktorów ma zostać uruchomiony w „pierwszych latach dekady rozpoczynającej w 2030 r.”.

Polityka energetyczna Węgier uwarunkowana jest położeniem geograficznym, w tym przede wszystkim brakiem dostępu do akwenów morskich. Kluczowym aspektem realizowanej polityki jest import surowców energetycznych, głównie ropy naftowej (80%) oraz gazu ziemnego, od Federacji Rosyjskiej (80-85%). Dodatkowo Węgry są państwem w pełni uzależnionym od rosyjskiego paliwa jądrowego (import jest realizowany wyłącznie z tego kierunku).

## 2. Baza surowcowa

Na Węgrzech wydobywa się różne surowce energetyczne, przy czym ich udział w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego jest niewielki. W państwie tym wydobywane są gaz ziemny, ropa naftowa oraz węgiel. W odniesieniu do gazu ziemnego produkcja pokrywa jedynie ok. 16% krajowego zapotrzebowania. Zgodnie z deklaracjami rządu przewiduje się zwiększenie wydobycia do 2030 r. do poziomu 2,4 mld m<sup>3</sup> rocznie, ale w 2022 r. produkcja wyniosła jedynie 1,5 mld m<sup>3</sup> i od kilku lat systematycznie spada<sup>1</sup>.

W odniesieniu do ropy naftowej krajowe wydobycie tego surowca jest niewielkie i nie decyduje o poziomie bezpieczeństwa energetycznego. Od lat krajowa produkcja jest coraz niższa, ale w 2022 r. pokrywała zapotrzebowanie jedynej funkcjonującej na Węgrzech rafinerii w Százhalombatta na ograniczonym poziomie (ok. 12-14%). Głównym podmiotem wydobywającym

<sup>1</sup> *Kitermelhető energiahordozó és nyersanyag vagyon, január 1. [millió tonna], [https://www.ksh.hu/stadat\\_files/fol/hu/fol0004.html](https://www.ksh.hu/stadat_files/fol/hu/fol0004.html) [5.06.2023].*



gaz ziemny oraz ropę naftową na Węgrzech jest państwowa spółka MOL (odpowiada za 90% krajowego wydobycia).

Na Węgrzech wydobywa się również węgiel brunatny, który jest wykorzystywany w elektrowni w Mátra. Złoża tego surowca są zlokalizowane w okolicach Mátra, a także w regionie położonych na Węgrzech Gór Bukowych. Krajowa produkcja pokrywa ok. 54% zapotrzebowania na ten surowiec.

### 3. Infrastruktura importowa

Węgry posiadają rozbudowaną sieć, a także liczne połączenia międzysystemowe, umożliwiające dostawy surowców energetycznych z różnych kierunków. Niemniej jednak w dalszym ciągu dominującą rolę odgrywa import ropy naftowej i gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej. W odniesieniu do ropy naftowej jest ona dostarczana na Węgry poprzez rurociąg Przyjaźń (nitka południowa). Część dostaw realizowana jest także poprzez terminal naftowy w Omišalj w Chorwacji, a następnie rurociągiem Adria. Dostawy ropy naftowej są realizowane do rafinerii w Százhalombatta (własność spółki MOL), która tym samym posiada dwa alternatywne kanały importu surowca. Do firmy MOL należą jeszcze dwa zakłady na Węgrzech: w Tiszaújváros i Zalaegerszeg, które nie przerabiają już ropy naftowej i pełnią głównie funkcje magazynowe. Eksport paliwa wytwarzanego w rafinerii w Százhalombatta odbywa się drogą zarówno lądową (cysterny kolejowe i samochodowe), jak i wodną poprzez rzekę Dunaj.

W najbliższych latach przewidywana jest budowa rurociągu pomiędzy Węgrami a Serbią (stroną inicjującą jest Serbia). Memorandum w tej sprawie zostało podpisane jesienią 2022 r. W ocenie Węgier nowa infrastruktura ma służyć dywersyfikacji dostaw, przy czym głównym założeniem tego projektu jest dostarczenie ropy naftowej z Rosji poprzez rurociąg Przyjaźń (nitka południowa) do Serbii. W ocenie Serbii projekt zwiększy bezpieczeństwo energetyczne, gdyż umożliwi dostawy surowca do rafinerii w Pančevie. Jednocześnie, zgodnie z oczekiwaniami strony serbskiej, dostęp do ropy naftowej dostarczanej poprzez Węgry byłby tańszy aniżeli przez terminal naftowy w Omišalj i rurociąg Adria. Znaczenie inwestycji wzrosło po tym, jak



w 2022 r. Unia Europejska nałożyła pakiety sankcji na ropę naftową z Rosji dostarczaną drogą morską do terminalu naftowego w Omišalj w Chorwacji (weszły w życie na początku grudnia 2022 r.).

Węgry posiadają rozbudowaną sieć umożliwiającą import gazu ziemnego z różnych kierunków (kluczowe są dostawy surowca poprzez Serbię). Niemniej jednak dla realizacji procesu dywersyfikacji źródeł oraz kierunków importu tego surowca istotne znaczenie mają połączenia (interkonektor) ze Słowacją oraz z Chorwacją. Dostawy ze Słowacji stwarzają możliwości importu gazu ziemnego z Polski (np. terminal regazyfikacyjny w Świnoujściu). Natomiast poprzez połączenie z Chorwacją istnieje możliwość dostaw gazu ziemnego z terminalu regazyfikacyjnego typu FSRU na wyspie Krk. Pomimo istniejących zdolności dywersyfikacyjnych, w obowiązującym dokumencie dotyczącym strategii rozwoju sektora energetycznego do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. („Nemzeti energiastratégia 2030, kitekintéssel 2040-ig”) przewiduje się, że Rosja nadal będzie głównym partnerem handlowym w zakresie importu gazu ziemnego. Wskazuje się jednak, że dostęp do terminalu regazyfikacyjnego w Chorwacji stwarza możliwość dostępu do innych niż Rosja źródeł gazu ziemnego. Dla Węgier ważnym potencjalnie partnerem handlowym jest również Rumunia, gdyż dostęp do złóż surowca zlokalizowanych na Morzu Czarnym daje możliwość zmiany struktury importu gazu ziemnego. Dostawy gazu ziemnego mogą być też realizowane poprzez interkonektory z Austrią oraz Ukrainą (ten kanał importowy nie jest wykorzystywany od 2021 r.).

W długofalowej polityce energetycznej istotna dla Węgier jest współpraca z Serbią. Obok już realizowanych dostaw gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej poprzez Serbię (gazociąg Balkan Stream) państwo to będzie ważnym partnerem handlowym w zakresie wymiany energii elektrycznej (do 2028 r. węgierska elektrownia jądrowa w Paks zostanie połączona nowym połączeniem elektroenergetycznym z Serbią).



## 4. Założenia polityki energetycznej

Dokumentami kierunkowymi dotyczącymi rozwoju polityki energetycznej i klimatycznej Węgier są „Krajowa strategia energetyczna 2030, z perspektywą do 2040 r.” („Nemzeti energiastratégia 2030, kitekintéssel 2040-ig”)<sup>2</sup> oraz „Krajowy plan energetyczno-klimatyczny Węgier” („Magyarország nemzeti energia- és klímaterve”)<sup>3</sup>. W dokumentach tych wskazano na 2050 r. jako docelową datę osiągnięcia zerowej emisji netto.

Neutralność klimatyczna ma zostać osiągnięta przede wszystkim poprzez wzrost wytwarzania energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni jądrowych (głównie przez budowę nowej elektrowni Paks 2) oraz poprzez zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym. Przewiduje się także rozwój energetyki wiatrowej oraz zwiększenie mocy energii elektrycznej wytwarzanej z energii słonecznej (do 6,5 GW do 2030 r. i 12 GW do 2040 r.). Rząd przewiduje zainstalowanie co najmniej 200 tys. paneli fotowoltaicznych na dachach gospodarstw domowych. Docelowo odnawialne źródła energii mają stanowić co najmniej 21% w strukturze zużycia energii pierwotnej.

Węgry podejmują aktywne działania w kierunku zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. Zgodnie ze strategią rządową przewiduje się zredukowanie emisji o 40% do 2030 r. w porównaniu z emisją z 1990 r. Oznacza to, że do 2050 r. będą potrzebne znaczne inwestycje, tak aby osiągnąć do tego czasu neutralność klimatyczną.

## 5. Kluczowe wyzwania energetyczne

Pomimo mniejszego udziału węgla w bilansie energetycznym, koszt transformacji energetycznej Węgier będzie znaczący. Według wyliczeń

<sup>2</sup> *Nemzeti Energiastratégia 2030 kitekintéssel 2040-ig*, [https://www.banyasz.hu/images/klimapolitika/Nemzeti\\_Energiastratégia\\_2030.pdf](https://www.banyasz.hu/images/klimapolitika/Nemzeti_Energiastratégia_2030.pdf) [5.06.2023].

<sup>3</sup> *Magyarország Nemzeti Energia- és Klímaterve*, [https://www.enhat.mekh.hu/s/magyarorszag\\_nemzeti\\_energia\\_es\\_klimaterve.zip](https://www.enhat.mekh.hu/s/magyarorszag_nemzeti_energia_es_klimaterve.zip) [5.06.2023].




rządu koszt łącznych inwestycji niezbędnych do realizacji założeń strategii energetycznej do 2030 r. wyniesie ok. 42 mld EUR, a jeśli uwzględną się budowę elektrowni jądrowej Paks 2 – ok. 54 mld EUR. Co ważne, opóźnienia w budowie nowych bloków w elektrowni jądrowej w Paks zostały doraźnie zniwelowane poprzez wydłużenie pracy obecnych reaktorów (koszty utrzymania czterech reaktorów będą w czasie stale rosły).

Kluczowym wyzwaniem dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, a tym samym zmniejszenia zależności od Federacji Rosyjskiej, będzie zmiana kierunków dostaw gazu ziemnego oraz ropy naftowej. Od 2021 r. Węgry są związane umową na import gazu ziemnego z Rosji (na 15 lat). Co ważne, pomimo trwającej wojny rosyjsko-ukraińskiej nie są obecnie przez władze w Budapeszcie podejmowane aktywne działania na rzecz zmiany struktury dostaw tego surowca.

Ważnym wyzwaniem związanym ze zmianą poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną będzie proces zwiększenia efektywności energetycznej, a także próba tworzenia nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej w oparciu przede wszystkim o energię słoneczną. Jednocześnie w ramach procesu dywersyfikacji źródeł dostaw energii elektrycznej Węgry zaangażowały się w inwestycję przewidującą dostawy energii z Azerbejdżanu (projekt gruzińsko-azersko-rumuńsko-węgierski realizowany przy wsparciu Komisji Europejskiej). W ramach tego przedsięwzięcia przewiduje się budowę połączenia energetycznego pomiędzy Azerbejdżanem a Węgrami, a kluczowa infrastruktura przesyłowa zostanie zbudowana pod Morzem Czarnym. W ten sposób połączony zostanie gruziński port Anaklia z portem Konstanca w Rumunii (następnie energia elektryczna zostanie przesłana dalej na Węgry).



Projekt okładki i skład	Amadeusz Targoński <a href="http://www.targonski.pl">www.targonski.pl</a>
Copyright	Instytut Europy Środkowej
ISBN	978-83-67678-11-7
Wydawca	Instytut Europy Środkowej ul. Niecała 5 20-080 Lublin <a href="http://www.ies.lublin.pl">www.ies.lublin.pl</a>
Druk	Drukarnia Akapit <a href="http://www.drukarniaakapit.pl">www.drukarniaakapit.pl</a>



Publikacja jest rezultatem prac analityków Instytutu Europy Środkowej w Lublinie, którzy w sposób syntetyczny przedstawili zarówno sytuację energetyczną, podejmowane działania, jak i wyzwania wynikające z wielu zmiennych oddziałujących na bezpieczeństwo energetyczne państw Europy Środkowej i Wschodniej. W sposób szczególny, z powodów oczywistych, największy wpływ na zmieniające się uwarunkowania energetyczne wywarł zbrojny atak Federacji Rosyjskiej na Ukrainę w lutym 2022 r. W pracy starano się w sposób zwięzły i przejrzysty uwypuklić uwarunkowania wpływające na bezpieczeństwo energetyczne państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz wykazać obszary, które będą wymagać zmian w kontekście zagrożeń o charakterze energetycznym.

Celem pracy było określenie uwarunkowań, a także kluczowych wyzwań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego państw Europy Środkowej i Wschodniej. Przez lata istniejąca zależność od dostaw surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej oddziaływała na prowadzoną politykę energetyczną. Współcześnie to przede wszystkim postępujący proces dywersyfikacji źródeł oraz kierunków dostaw surowców w związku z wojną rosyjsko-ukraińską, a także transformacja energetyczna będą kształtować bezpieczeństwo państw Europy Środkowej i Wschodniej.