

Oddziaływanie sytuacji wojennej i społeczno-gospodarczej na Ukrainie na system energetyczny i bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz wybranych europejskich krajów ościennych



Departament Badań i Analiz BGK,
Departament Analiz Branżowych BGK

Listopad 2024 r.



Szanowni Państwo,

mamy przyjemność oddać w Państwa ręce raport dotyczący wyzwań i szans, jakie pojawiły się przed polską energiką po pełnoskalowej agresji Rosji na Ukrainę. Jak pokazały ostatnie miesiące, system energetyczny Polski i jego bezpieczeństwo są ściśle powiązane z sytuacją za naszą wschodnią granicą, a rozmawiając o transformacji energetycznej naszego kraju nie można pominąć toczącej się wojny oraz perspektywy przyszłej odbudowy Ukrainy.

Pełnoskalowa napaść Rosji na Ukrainę spowodowała przede wszystkim konieczność szybkiej zmiany kierunków dostaw surowców energetycznych. W przypadku Polski nie oznaczało to diametralnej zmiany polityki energetycznej, ale na pewno znacznie przyspieszyło szereg procesów, które były już w toku. Bieżące dylematy Ukrainy są zupełnie inne – dla kraju ogarniętego wojną priorytetem jest utrzymanie ciągłości funkcjonowania systemu. Zajęcie przez Rosję wschodnich terenów kraju odcięło Ukrainę od wielu zasobów, a infrastruktura energetyczna Ukrainy jest celem ciągłych ataków. Z drugiej strony Kijów stara się równoległe myśleć nad kompleksową odbudową systemu energetycznego, który będzie nie tylko zielony, ale też odporny na różnego rodzaju kryzysy.

Zwiększenie potencjału polskiego sektora energetycznego i jego transformacja to jedno z kluczowych zadań, jakimi zajmuje się BGK jako polski bank rozwoju. Z tego względu postanowiliśmy zidentyfikować pola ewentualnej współpracy i potencjalne obszary konkurencji pomiędzy Polską i Ukrainą w obszarze energetycznym. Wraz z ekspertami rynku energetycznego udało nam się zidentyfikować kilka kierunków działań, które wydają się obiecujące zarówno dla Polski, jak i Ukrainy - od ewentualnego przekazania Ukrainie części z wyłączanych w Polsce bloków węglowych, poprzez wsparcie w zakresie integracji systemu energetycznego Ukrainy z Zachodem, aż po współpracę w rozwoju technologii wodorowych. Jednocześnie, biorąc pod uwagę, że potencjalny proces odbudowy ukraińskiej energetyki przynajmniej częściowo pokryje się z transformacją systemu energetycznego Polski, nieuchronne wydaje się zaistnienie pomiędzy Polską i Ukrainą konkurencji o dostęp do zasobów i zielonych technologii.

Zapraszam do lektury!

Z wyrazami szacunku,

Mateusz Walewski

Główny Ekonomista

Dyrektor Departamentu Badań i Analiz

Bank Gospodarstwa Krajowego

Spis treści

1.	Wyzwania i plany z okresu przed wojną	6
2.	Zmiany wymuszone wojną w Ukrainie	22
3.	Współpraca krótkookresowa oraz odbudowa i transformacja	38
4.	Podsumowanie	49
	Załączniki	51



Podsumowanie zarządcze: Streszczenie faktograficzne

1

Stan początkowy. Okres przed 2022 r.

Pomimo istotnego wzrostu znaczenia OZE w latach poprzedzających pełnoskalową agresję Rosji na Ukrainę podstawą polskiego miks energetycznego w 2021 r. był węgiel, z którego wyprodukowano 72 proc. energii elektrycznej (węgiel nadal odgrywa w nim dominującą rolę). Dla Ukrainy kluczową rolę w produkcji energii elektrycznej odgrywała z kolei energia jądrowa (około 55 proc.).

Wyzwania, o jakich dyskutowano w Polsce i Ukrainie przed wojną skupiały się na dwóch głównych aspektach. Oba kraje wkładały duży wysiłek w rozwój OZE i obniżenie emisyjności energetyki (w Polsce oznaczało to przede wszystkim rozwój fotowoltaiki). Po drugie, oba kraje obawiały się uzależnienia surowcowego od Rosji, obawy te były jednak oczywiście znacznie bardziej konkretne w Kijowie.

W Polsce dyskutowano też o konkurencyjności polskiej energetyki (i tym samym polskiej gospodarki) oraz o konieczności modernizacji i rozbudowy przestarzałej sieci elektroenergetycznej. Ukraina z kolei borykała się z problemem korupcji i narastającym przeświadczeniem o konieczności integracji systemu energetycznego z rynkami zachodnimi.

2

Wojna. Lata 2022-2024

Wbrew pozorom, wojna w Ukrainie nie przyniosła rewolucji w polskim systemie energetycznym. Dekarbonizacja, ograniczenie znaczenia surowców importowanych ze wschodu i rozwój energetyki jądrowej to elementy długookresowych strategii i planów Polski, które w lutym 2022 r. były na różnych etapach realizacji. Wojna przyspieszyła jednak te procesy.

System energetyczny Ukrainy jest pod nieustanną presją ze strony Rosji. Wartość zniszczeń infrastruktury energetycznej szacuje się na około 10,6 mld dol. (stan na koniec 2023 r.), ale odbudowa systemu będzie wielokrotnie droższa ze względu na konieczność uwzględnienia nowych standardów i ambicję wdrażania zasady *build back better*. Budowa OZE i innych rozproszonych instalacji jest postrzegana w Ukrainie nie tylko jako działanie wspierające zieloną transformację, ale przede wszystkim, jako kluczowy warunek zapewnienia odporności systemu energetycznego.

W 2023 r. Ukraina stała się importerem netto energii elektrycznej, a skala zakupów w państwach takich jak Węgry, Słowacja i Mołdawia wzrosła wielokrotnie w 2024 r. Obok bieżących napraw i rozwoju OZE niezakłócony import energii elektrycznej jest warunkiem przetrwania przez Ukrainę najbliższej zimy.

3

Przyszłość. Perspektywa najbliższych miesięcy i okres powojenny

Ukraina myśli o przyszłości swojego systemu energetycznego dwutorowo. Z jednej strony podejmuje różnego rodzaju decyzje ukierunkowane na przetrwanie najbliższej zimy. Z drugiej strony tworzy plany dotyczące okresu powojennej odbudowy i próbuje zbudować dla nich wsparcie dyplomatyczne. Choć Kijów nieproporcjonalnie dużo zasobów poświęca dziś na myślenie o najbliższych miesiącach, perspektywa długookresowa nie zniknęła z analiz ekspertów i wypowiedzi polityków.

Również Polska i zachodni sojusznicy Ukrainy powinni myśleć o swoim wsparciu w tych dwóch wymiarach. W najbliższych miesiącach możemy wspierać Ukrainę w utrzymaniu ciągłości funkcjonowania systemu energetycznego i przetrwaniu zimy. Już dziś możemy też wspierać Ukrainę w procesie integracji z zachodnimi systemami energetycznymi i zachodnimi rynkami. W dłuższym okresie powinniśmy natomiast realizować projekty, które pozwolą wykorzystać mocne strony zaangażowanych państw i dzięki temu będą korzystne dla wszystkich interesariuszy.

A

Działania do podjęcia od zaraz

Wśród działań, które Polska może podjąć niemal natychmiast wyróżnia się przede wszystkim pomysł przekazania Ukrainie części wykorzystywanych dotychczas w polskich elektrowniach, które są sukcesywnie wymieniane na nowsze lub wycofywane z użytku w związku z zamykaniem kolejnych bloków węglowych. Części te mogłyby posłużyć do naprawy uszkodzonych instalacji w Ukrainie – są dostępne od ręki i w dużej mierze zgodne z oczekiwaniami technologicznymi. Realizacja tego pomysłu wymaga przede wszystkim odpowiedniej inwentaryzacji dostępnych części oraz organizacji procesu pod względem koordynacji i logistyki.

Równolegle Polska może wspierać Ukrainę w procesie integracji z Unią Europejską. Włączenie Ukrainy do europejskiej wspólnoty wymaga zbudowania odpowiednich instytucji i kapitału ludzkiego. Jako państwo byłego bloku wschodniego, które dołączyło do Unii Europejskiej 20 lat temu, Polska ma z perspektywy Ukrainy bezcenne doświadczenie – rozumie wartości Unii Europejskiej, potrafi prowadzić dialog z instytucjami europejskimi i wie, jak w sposób efektywny wykorzystywać środki europejskie. Wsparcie, jakim Polska może służyć Ukrainie, może dotyczyć nie tylko obszaru energetycznego, ale również wielu innych.

B

Rozbudowa gazociągów z myślą o wodorze

Rozbudowa infrastruktury gazowej łączącej Polskę i Ukrainę wydaje się działaniem, które w dłuższej perspektywie może nieść istotne korzyści dla obu państw.

Po pierwsze, plany transformacji systemu energetycznego Polski zakładają, że gaz jeszcze długo pozostanie dla Warszawy istotnym surowcem. Będzie to pociągało za sobą konieczność zwiększenia importu tego surowca. Ukraina, jako kraj dysponujący dużymi złożami gazu, mogłaby stać się dla Polski istotnym dostawcą. Choć Polska ma możliwość importowania gazu również z innych stron, to należy pamiętać, że dywersyfikacja źródeł dostaw zwiększa bezpieczeństwo energetyczne kraju i na ogół obniża cenę surowca.

Po drugie, istnieją podstawy, by sądzić, że infrastruktura gazowa mogłaby w przyszłości posłużyć również do przesyłu wodoru. Polska w krótkim okresie będzie miała większe możliwości wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Zielona energia jest niezbędna do produkcji zielonego wodoru. Ukraina ma z kolei rozbudowaną sieć gazociągów łączących ten kraj z Europą, a przede wszystkim zasobne magazyny. Choć obecne strategie nie przewidują takiej współpracy, szansa na to, że polscy producenci mogliby wykorzystywać ukraińską infrastrukturę przesyłową i magazynową do dystrybucji wodoru może rosnąć wraz z rozwojem rynku. Byłoby to korzystne dla obu stron.

C

Ryzyko konkurencji o zielone technologie

Transformacja polskiej gospodarki to proces, który będzie trwał przez najbliższe dekady. Niezależnie od tego, kiedy skończy się wojna w Ukrainie, można oczekiwać, że w pewnym momencie polskie inwestycje w dekarbonizację i elektryfikację pokryją się z odbudową systemu energetycznego i gospodarki Ukrainy. Ze względu na przewidywaną skalę potrzeb Kijowa, będzie to oznaczało istotny impuls popytowy dla przedsiębiorców dostarczających zielone technologie i usługi doradcze w tym zakresie.

Dla Polski może to oznaczać wzrost kosztów transformacji i opóźnienia w realizacji inwestycji. Najłatwiejszy sposób, aby ograniczyć to ryzyko, to realizacja możliwie dużej liczby projektów o krytycznym znaczeniu dla Polski przed rozpoczęciem procesu inwestycji w powojenną transformację sektora energetyki Ukrainy.

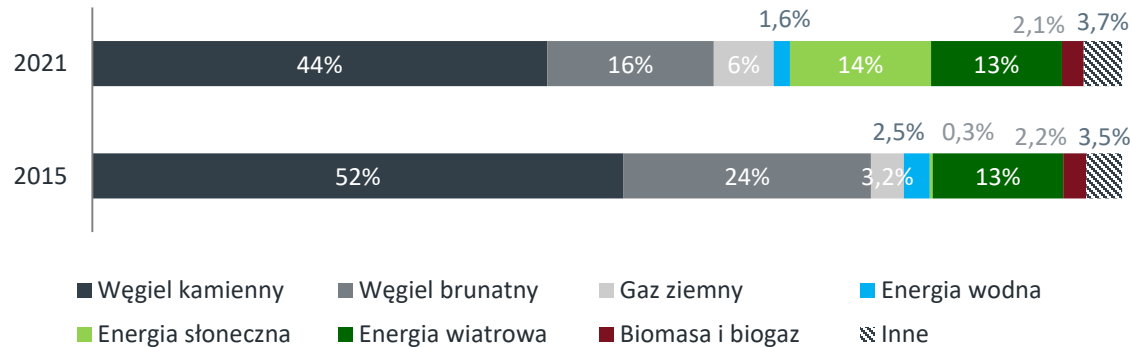
1

Wyzwania i plany z okresu przed wojną

Polska

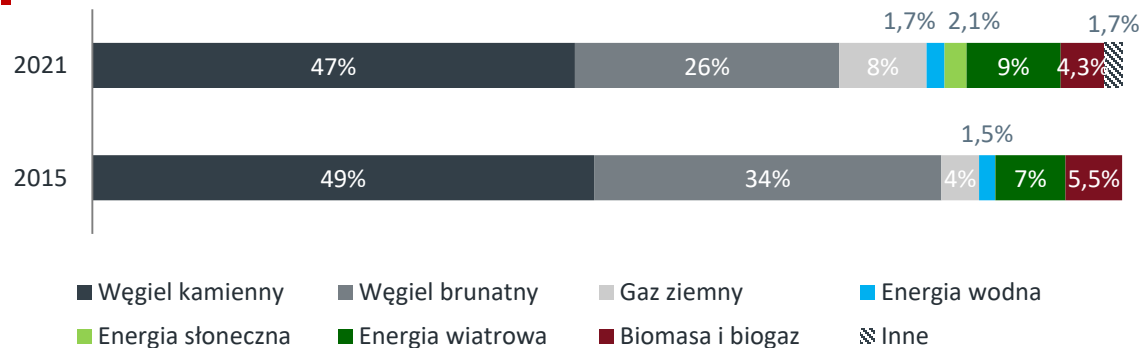
Pomimo istotnego wzrostu znaczenia OZE, polski system energetyczny przed wojną w dalszym ciągu opierał się na węglu

Rys. 1. Struktura mocy zainstalowanej w Polsce w latach 2015 i 2021



Źródło: Inostrat

Rys. 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2015 i 2021



Źródło: Inostrat

Polski system elektroenergetyczny przeszedł w ostatniej dekadzie istotne zmiany. Ambitne cele unijne i napięta sytuacja geopolityczna nawet przed pełnoskalową wojną w Ukrainie sugerowały jednak, że zachodzące przeobrażenia powinny być głębsze i szybsze. Dynamiczne zmiany z ostatnich lat dotyczyły przede wszystkim struktury mocy zainstalowanej. Na koniec 2021 r. elektrownie oparte na węglu stanowiły łącznie 60,4 proc. mocy zainstalowanej (44,2 proc. na węgiel kamienny i 16,2 proc. na węgiel brunatny), a OZE już 30,7 proc. mocy. Jeszcze w 2015 r. 78,1 proc. mocy stanowiły elektrownie wytwarzające energię z węgla kamiennego i brunatnego (odpowiednio 53,7 proc. i 24,4 proc. mocy), a tylko 16,4 proc. z OZE.

Z uwagi na specyficzną zależność od warunków pogodowych, wzrost mocy zainstalowanej pogodozależnych OZE nie przekłada się w sposób proporcjonalny na udział tych źródeł w produkcji energii elektrycznej¹. Również w przypadku struktury produkcji energii elektrycznej było jednak widać postęp. O ile w 2021 r. 72,5 proc. energii elektrycznej w Polsce wyprodukowano z węgla (46,9 proc.

z kamiennego, a 25,7 proc. z brunatnego), a udział OZE wynosił 17,3 proc., to jeszcze w 2015 r. z węgla kamiennego i brunatnego zostało wyprodukowane 82,5 proc. energii elektrycznej (odpowiednio 48,7 proc. i 33,7 proc.), a z OZE tylko 13,9 proc.

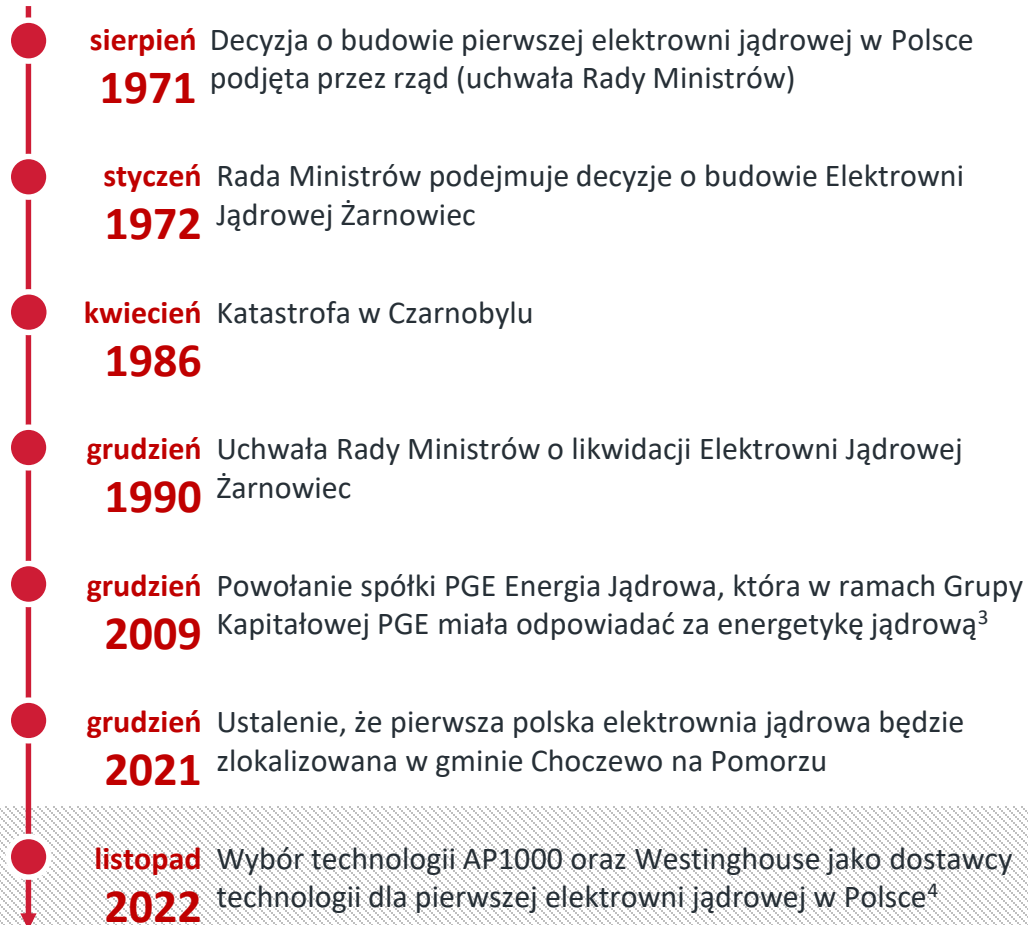
Lata poprzedzające wybuch wojny w Ukrainie to okres niezaprzeczalnego rozwoju fotowoltaiki w Polsce. Moc zainstalowana tego źródła wzrosła z 0,03 GW na początku 2015 r. do 7,7 GW na koniec 2021 r. To oznacza wzrost znaczenia w miksie z 0,1 proc. w 2015 r. do 13,7 proc. na koniec 2021 r. Udział fotowoltaiki w produkcji energii elektrycznej wzrósł jednak nieco mniej – z 0,06 TWh w 2015 r. do 3,84 TWh w 2021 r. Rozwój energetyki wiatrowej został z kolei zahamowany przyjętą w 2016 r. ustawą, wprowadzającą tzw. regułę 10H². Dopiero w 2021 r. moc zainstalowana elektrowni wiatrowych zaczęła powoli rosnąć, jednak bez liberalizacji ustawy wiatrakowej trudno było oczekiwać przełomu i istotnego zwiększenia produkcji energii elektrycznej z lądowych farm wiatrowych. Morska energetyka wiatrowa w Polsce w 2021 r. była na etapie planowania.

1 – Dla przykładu, potencjał produkcji 1 GW mocy elektrowni węglowej odpowiada około 9 GW farm fotowoltaicznych.

2 – Reguła zakładała, że odległość nowej elektrowni wiatrowej od najbliższego budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej nie mogła być mniejsza od dziesięciokrotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, chyba że plan miejscowy określał inną odległość, wyrażoną w metrach (jednak nie mniejszą niż 700 metrów).

Wyzwania stojące przed polskim systemem energetycznym przed wojną w Ukrainie wynikały przede wszystkim z polityki klimatycznej UE

Rys. 3. Historia rozwoju energetyki jądrowej w Polsce



Okres po wybuchu pełnoskalowej wojny

Dominacja wysokoemisyjnych paliw kopalnych w polskim miksie energetycznym to konsekwencja decyzji podejmowanych przez władze PRL po II wojnie światowej. Oparcie systemu o paliwa kopalne, których duże zasoby zlokalizowane były w Polsce, wydawało się rozsądne z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego kraju, jak również z ekonomicznego punktu widzenia, zwłaszcza biorąc pod uwagę plany rozbudowy polskiego przemysłu¹. W latach 70. XX wieku podjęto także decyzję o budowie pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce. Budowę co prawda rozpoczęto w latach 80., jednak została ona przerwana po katastrofie w Czarnobylu oraz w związku z kryzysem gospodarczym w Polsce². Ukraina dysponowała już wówczas kilkoma blokami jądrowymi, a katastrofa z 1986 r. nie przerywała prac nad kolejnymi.

Choć system elektroenergetyczny w Polsce przeszedł w latach poprzedzających wybuch wojny głębokie zmiany, wciąż stały przed nim duże wyzwania. W szczególności warto wymienić tu:

- 1) Politykę klimatyczną UE i wynikające z niej wymogi dotyczące emisji gazów cieplarnianych oraz udziału OZE w produkcji energii.
- 2) Konkurencyjność polskiej energetyki definiującą konkurencyjność całej gospodarki.
- 3) Konieczność dywersyfikacji źródeł surowców energetycznych w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski.
- 4) Potrzebę rozbudowy i modernizacji przestarzałej i mało elastycznej sieci elektroenergetycznej.

Wszystkie te wyzwania były przedmiotem dyskusji polityków i ekspertów jeszcze przed pełnoskalową wojną w Ukrainie, a ich znaczenie w ostatnich latach rośnie.

1 – Dostęp 31 lipca 2024 r.: https://www.cire.pl/pliki/2/M_PE_3_historia.pdf.

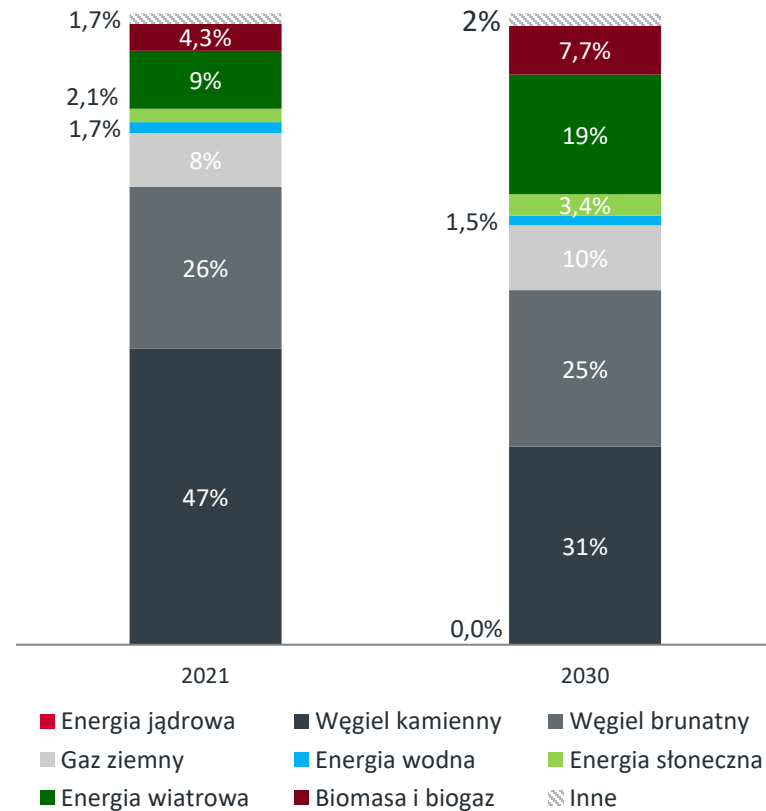
2 – Dostęp 31 lipca 2024 r.: <https://www.gov.pl/web/polski-atom/polska-elektrownia-jadrowa-w-zarnowcu>.

3 – Dostęp 2 sierpnia 2024 r.: <https://www.gkpge.pl/grupa-pge/dla-mediow/komunikaty-prasowe/korporacyjne/nowa-spolka-w-programie-jadrowym-pge>.

4 – Choć rozdział 1. raportu koncentruje się na okresie przed wybuchem wojny, jeżeli jest to uzasadnione ciągłością analizy, odwołuje się również do wydarzeń, które miały miejsce później.

Choć znaczenie OZE w polskim systemie energetycznym rosło nawet przed wojną, ambicje UE wymuszały zwiększenie tempa transformacji

Rys. 4. Planowana struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2030 r. na tle struktury z 2021 r.



Pakiet *Fit for 55* stawia przed państwami członkowskimi szereg ambitnych celów klimatycznych, w tym przede wszystkim wymogi ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o 55 proc. do 2030 r. (względem poziomu z 1990) i osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Postanowienia unijnych dyrektyw zakładają też, że udział OZE w końcowym zużyciu energii w UE wzrośnie do 2030 r. do poziomu 42,5 proc. (cel indykatorywny to 45 proc.), co dla Polski oznacza konieczność podniesienia udziału OZE w zużyciu energii do 31,5 proc. (33,4 proc. dla celu indykatorywnego), cele dla poszczególnych państw członkowskich zależą bowiem od ich sytuacji i potencjału¹.

W 2021 r. emisyjność produkcji energii elektrycznej w Polsce była niemal najwyższa w UE - wyższą miała jedynie Estonia. Za emisję gazów cieplarnianych w Polsce w 34 proc. odpowiada sektor energetyczny². W odniesieniu do celów polityki klimatycznej UE emisja gazów cieplarnianych brutto w Polsce od 1990 r. do 2021 r. spadła o 15,4 proc., a w przypadku samej energetyki redukcja wyniosła 40,6 proc. (Dusiło, 2023). Nie przypadkowo eksperci wskazują, że rola sektora energetycznego w realizacji celów redukcyjnych jest kluczowa (Pyrka *et al.*, 2021). Szacuje się, że w 2030 r. sektor energetyczny (łącznie z energią jądrową i magazynami) będzie odpowiadał za 80 proc., a do 2050 r. za 55 proc. łącznej redukcji emisji³. Realizacja tych celów wymaga inwestycji w OZE.

W 2021 r. OZE odpowiadały za produkcję 17,3 proc. energii

elektrycznej, z czego 52,8 proc. wyprodukowały elektrownie wiatrowe, 24,8 proc. uzyskano z biomasy i biogazu, 12,4 proc. z fotowoltaiki, a 10 proc. z elektrowni wodnych. Zgodnie z obowiązującym przed wojną Scenariuszem Polityki Energetyczno-Klimatycznej (tzw. Scenariusz 2 PEK), stanowiącym załącznik do KPEiK 2021-2030, udział energii wyprodukowanej z OZE miał wzrosnąć do 31,6 proc. w 2030 r. Zakładano, że 60 proc. energii z OZE zostanie wyprodukowane przez elektrownie wiatrowe, 10,7 proc. przez elektrownie słoneczne, 24,3 proc. pochodzą z biomasy i biogazu, a 4,7 proc. z elektrowni wodnych. Szacowano, że osiągnięcie struktury produkcji przedstawionej w Scenariuszu PEK pochłonie 73,4 mld EUR w okresie 2016-2030 oraz niemal 140 mld EUR w latach 2016-2040.

Ambicje UE dotyczące udziału OZE w produkcji energii elektrycznej w państwach członkowskich naturalnie przekładały się na polskie plany dotyczące miksu produkcyjnego i już przed wojną wymuszały istotne inwestycje. Pomimo niezaprzeczalnego postępu, jaki dokonał się w polskiej energetyce w latach przedwojennych, dalsze plany nadal uznawano za ambitne.

1 – Dostęp 1 sierpnia 2024 r.: <https://www.forum-energii.eu/zrozumiec-cele-oze>.

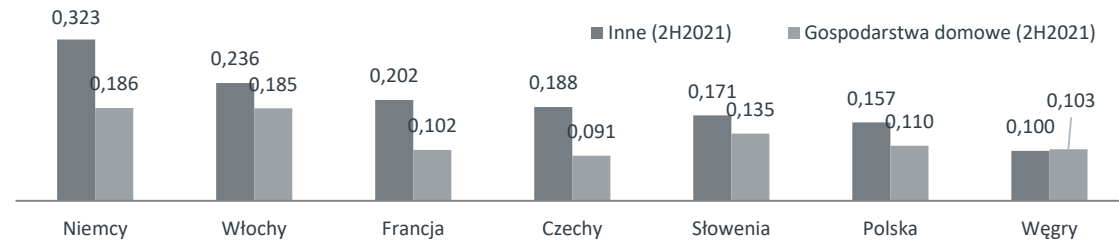
2 – Dostęp 1 sierpnia 2024 r.: <https://www.wwf.pl/ZeroemisjynaPolska>.

3 – W metodologii raportu Pyrka *et al.* (2021) przyjęto 2015 jako rok referencyjny.

Źródło: Instrat i MKiŚ

Produkcja energii elektrycznej w Polsce jest droższa niż w innych krajach europejskich, co już przed wojną obniżało konkurencyjność naszej gospodarki

Rys. 5. Ceny energii elektrycznej wraz z narzutami dla gospodarstw domowych i odbiorców innych niż gospodarstwa domowe w 2021 r. [EUR/kWh]



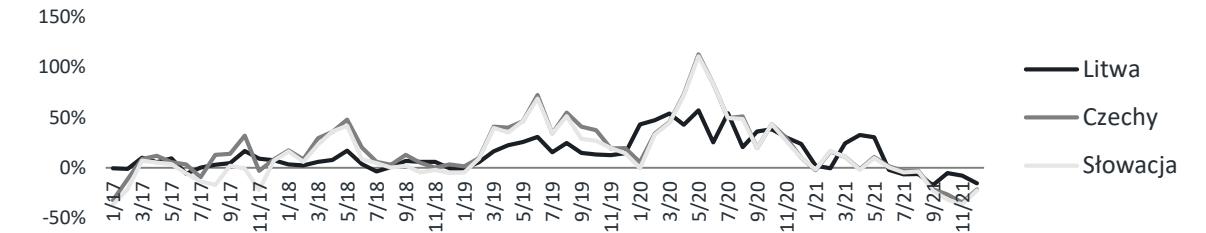
Źródło: Eurostat

Podstawowym narzędziem wykorzystywanym przez UE do ograniczenia emisyjności gospodarek państw członkowskich jest system handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS). Ze względu na koszty tych uprawnień, obniżanie emisyjności polskiego sektora elektroenergetycznego jest nie tylko kwestią troski o środowisko, ale również problemem konkurencyjności¹.

Według PIE największe polskie spółki energetyczne poniosły w 2022 r. koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂ w wysokości 31 mld zł, a jeszcze w 2018 r. było to tylko 3,6 mld zł (Juszczak *et al.*, 2023). Po drugie, jak podaje PIE, polskie górnictwo cechuje relatywnie niska produktywność. Do wydobycia 1 tony węgla w Polsce potrzeba 822 górników, podczas gdy w drugich w kolejności Indiach jest to 431, a w USA i Australii mniej niż 100.

Niska efektywność wydobycia polskiego węgla oraz wysokie koszty uprawnień do emisji CO₂ wpływają na ceny energii dla odbiorców końcowych. Według danych Eurostatu cena 1 kWh dla gospodarstw domowych w Polsce (15,7 eurocenta) na koniec 2021 r. była jednak zbliżona do cen na Słowacji (16,2) i w Czechach (18,8), a wyższa niż na Węgrzech (10). Również w przypadku odbiorców niebędących gospodarstwami domowymi cena 1 kWh była w Polsce stosunkowo niska (11 eurocentów). Zbliżone ceny płacili odbiorcy we Francji (10,2) i na Węgrzech (10,3), niższe w Czechach (9). Wynika to z faktu, że ceny energii są w pewnym zakresie regulowane, a dodatkowo od końca 2021 r. były objęte tarczą antyinflacyjną. Znaczenie URE oraz działań osłonowych jest kluczowe dla gospodarstw domowych – im większy jest odbiorca, tym większe jest jednak znaczenie mechanizmów rynkowych.

Rys. 6. Różnica pomiędzy hurtowymi cenami energii elektrycznej w Polsce i wybranych państwach regionu [proc.]



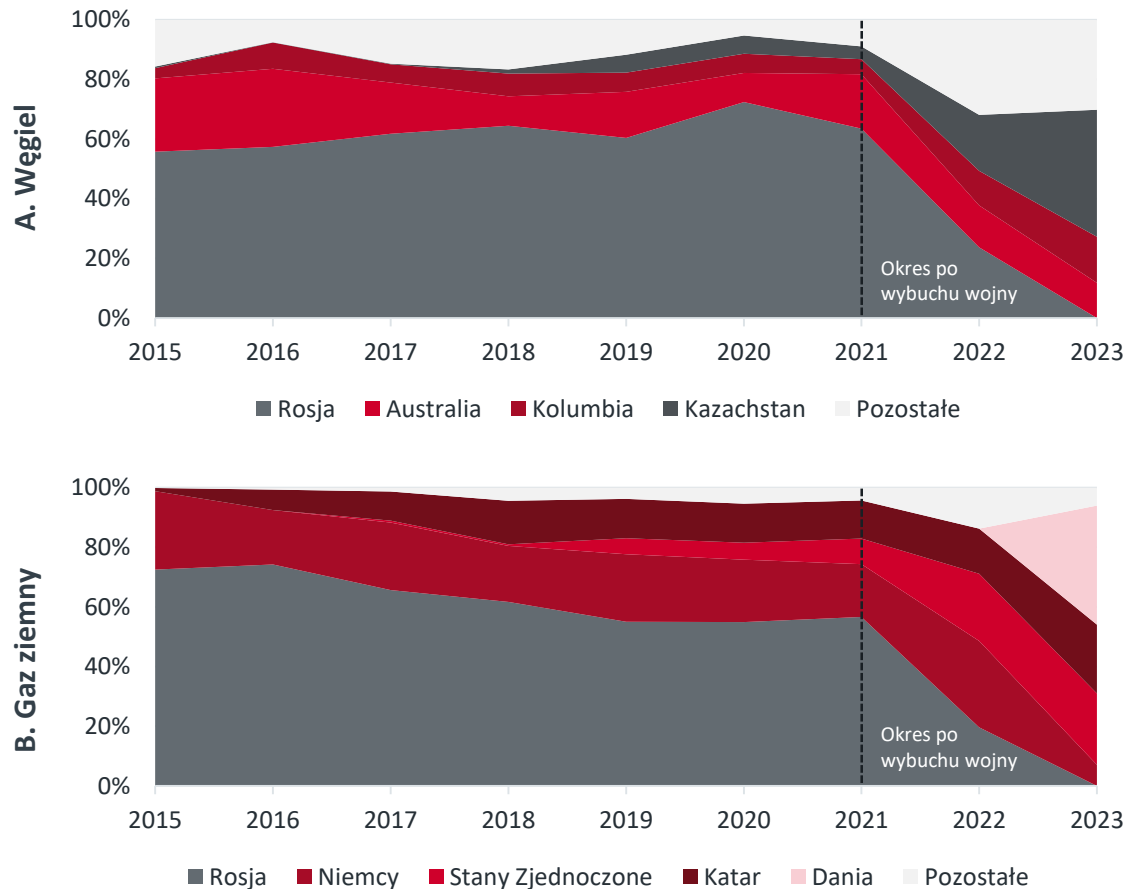
Źródło: Eurostat

Sytuacja wygląda natomiast inaczej, kiedy analizujemy ceny SPOT energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii, które są niezależne od regulatora. W porównaniu do rynków państw sąsiednich cena hurtowa energii elektrycznej dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe (wyznaczana przez ceny najdroższej jednostki wytwórczej pokrywającej zapotrzebowanie w danym momencie), należała przed wojną w Polsce do najwyższych.

Większe wykorzystanie niskoemisyjnych źródeł energii może tę sytuację istotnie poprawić. Jak szacuje PIE, cena energii elektrycznej przy utrzymaniu systemu opartego na węglu będzie w 2060 r. wyższa o 210 proc. niż w scenariuszu kontynuacji transformacji energetycznej z budową energetyki jądrowej oraz o 417 proc. wyższa w porównaniu do scenariusza przyspieszonego rozwoju OZE (Juszczak *et al.*, 2023).

Duże znaczenie importu surowców zmniejsza bezpieczeństwo energetyczne

Rys. 7. Udział poszczególnych dostawców w imporcie węgla i gazu do Polski



Źródło: Eurostat, Forum Energii

W 2021 r. wyprodukowano w Polsce 179,4 TWh energii, co stanowiło wówczas najwyższy wynik w historii. Również zapotrzebowanie na energię było jednak rekordowe (180,3 TWh). Popyt został niemal całkowicie zaspokojony przez krajową produkcję (99,5 proc.). Tak niski import nie jest jednak standardem – wynik z 2021 r. był najniższy od 2016 r.

Zależność energetyczna Polski nie wynika jednak z importu wytworzonej już energii elektrycznej, ale przede wszystkim z konieczności zakupu od państw trzecich surowców energetycznych, które są następnie wykorzystywane do produkcji energii w kraju. W 2021 r. 47 proc. energii elektrycznej zostało wyprodukowane z węgla kamiennego, a około 13 proc. wykorzystanego do produkcji energii elektrycznej węgla stanowił import. 63,5 proc. importu węgla kamiennego pochodziło natomiast z Rosji. Kolejne 8 proc. energii elektrycznej zostało wyprodukowane z gazu, a 83,6 proc. wykorzystanego gazu pochodziło z importu. W 2021 r. Polska importowała gaz z Rosji (56,6 proc.), Niemiec (17,7 proc.), Kataru (12,8 proc.) i USA (8,6 proc.).

To oznacza, że w 2021 r. około 8 proc. energii elektrycznej wyprodukowano w Polsce z gazu i węgla kamiennego importowanego z Rosji². Wysokie uzależnienie od importowanych paliw obniża bezpieczeństwo energetyczne Polski. Według danych Eurostatu wskaźnik zależności energetycznej³ Polski wynosił w 2021 r. aż 83,6 proc. dla gazu ziemnego, dla ropy i produktów ropopochodnych był nawet wyższy i sięgał 96,4 proc.

Badania pokazują, że rosnący udział niskoemisyjnych źródeł energii w miksie energetycznym powoduje wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju (Cevik, 2024). OZE i elektrownie jądrowe prowadzą do spadku emisji CO₂, ale oprócz tego są zlokalizowane na terenie kraju, a paliwo niezbędne do ich funkcjonowania (w przypadku energetyki jądrowej) nie jest tak podatne na zawirowania polityczne i cenowe ze względu na duże zróżnicowanie geograficzne potencjalnych dostawców.

Całkowite odejście Polski od importu surowców energetycznych nie jest jednak możliwe nawet w średnim okresie. Dlatego kluczowe znaczenie ma dywersyfikacja dostawców.

1 – Najnowsze dostępne dane pochodzą z 2020 r.

2 – Dla uproszczenia przyjęto jednakową kaloryczność węgla pochodzącego z różnych źródeł. Rzeczywista wartość może nieco odbiegać od wskazanej w tekście.

3 – Wskaźnik zależności energetycznej to relacja udziału importu danego surowca do całkowitego jego zużycia w gospodarce.

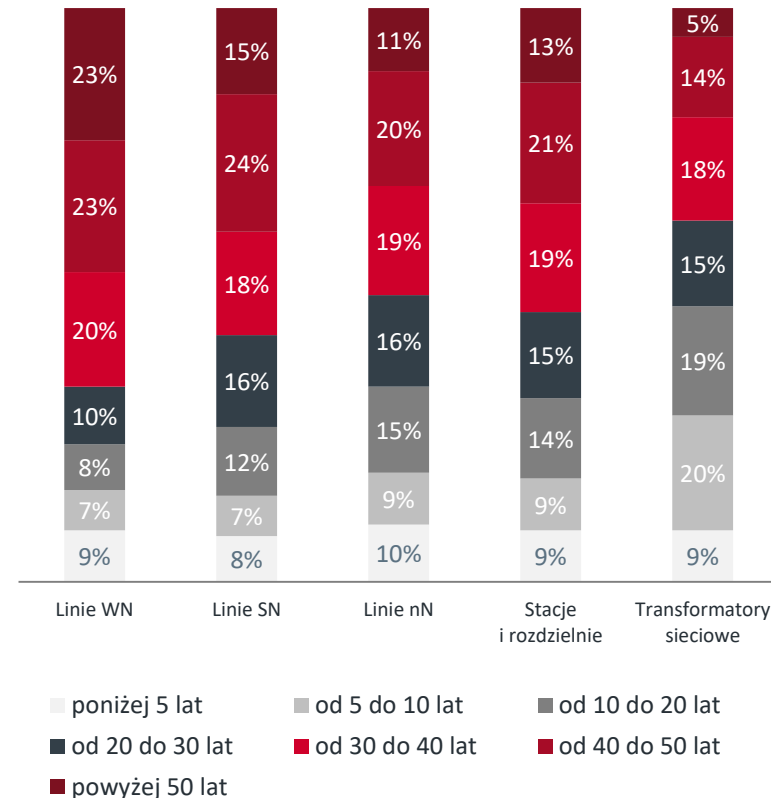
„ Ukraina mogła zawsze liczyć na Polskę.
Nie wszyscy rozumieli, że gaz z Rosji nie jest
przyszłościowy. Polska rozumiała to świetnie
i **dywersyfikowała** swoje dostawy.

“

Yaroslav Demchenkov
Wiceminister Energii Ukrainy
w okresie 2020-2024

Sieć elektroenergetyczna jest mało elastyczna przez co wymaga modernizacji i rozbudowy

Rys. 8. Struktura wiekowa infrastruktury sieciowej w 2021 r.



Analiza NIK obejmowała 4 z 5 operatorów systemu dystrybucyjnego.
Źródło: NIK (2024)

Z raportu NIK poświęconego polskim sieciom elektroenergetycznym wynika, że w 2021 r. 46 proc. linii wysokich napięć (WN) w Polsce było starszych niż 40 lat; to samo dotyczy 39 proc. linii średniego napięcia (SN) oraz 31 proc. linii najniższego napięcia (nN). Podobne wnioski dotyczyły stacji i rozdzielni elektroenergetycznych – 34 proc. z nich miało co najmniej 40 lat. W przypadku transformatorów sieciowych wiek 40 lat osiągnęło 19 proc. urządzeń (NIK, 2024). Sam wiek polskiej infrastruktury nie jest jednak najważniejszym problemem. Równie istotna jest zmiana lokalizacji i koncentracji centrów wytwarzania energii. Przykładowo, na północy kraju pojawiły się w ostatnich latach duże farmy wiatrowe, a w kolejnych latach pojawią się tam również morskie farmy wiatrowe i elektrownia jądrowa. Większość elektrowni systemowych i linii przesyłowych jest jednak zlokalizowana w części południowej i środkowej. Do tego dochodzi intensywny rozwój generacji rozproszonej (głównie fotowoltaiki) (Bronk, Czarnecki i Magulski, 2019). Już przed wojną zauważono, że zmiana geografii wytwarzania i zużycia energii będzie wymagała przebudowy sieci elektroenergetycznej.

NIK podsumowuje, że ze względu na niewydolność sieci w 2021 r. wydano 2286 odmów przyłączenia instalacji OZE do sieci (w 2018 r. liczba odmów wynosiła zaledwie 59) (NIK, 2024). BloombergNEF zwraca uwagę, że kolejki do przyłączenia do sieci elektroenergetycznej to nadal zmora wielu krajów europejskich oraz USA. Problem dotyczy zarówno

instalacji energetyki słonecznej, jak i wiatrowej. Hiszpania i Włochy mają po około 200 GW projektów wiatrowych i słonecznych oczekujących na przyłączenie do sieci, a Francja i Polska po około 50 GW¹. To oznacza, że ze względu na jakość i dostępność sieci potencjał OZE może nie być jeszcze w pełni wykorzystywany. Z perspektywy stabilności systemu jest jednak pożądane, aby od pewnego momentu kolejne zdolności przesyłowe były przydzielane z myślą o docelowym kształcie całościowej struktury mocy produkcyjnych.

Eksperti Forum Energii piszą, że elastyczność to „królowa nowoczesnych sieci”, a jednocześnie przyznają, że w polskim systemie jest jej zbyt mało². Mimo potencjału wytwórczego, jaki już na koniec 2021 r. znajdował się w istniejących instalacjach OZE w Polsce, ich udział w produkcji energii był stosunkowo niski. Ze względu na brak magazynów oraz ścisłą zależność od warunków pogodowych, nawet istniejące OZE trudno wykorzystać optymalnie. W efekcie, moc zainstalowana OZE może nie być wykorzystywana w pełni nawet wtedy, kiedy warunki meteorologiczne na to pozwalają. Na ten sam aspekt zwracają uwagę eksperci z Ember Climate (Brown i Jones, 2024) wskazując, że poprawę elastyczności sieci można osiągnąć poprzez wdrożenie odpowiednich rozwiązań regulacyjnych i systemowych, a przede wszystkim przez inwestycje w magazyny energii. O elastyczności systemu decyduje nie tylko sama sieć przesyłowa, ale też odpowiednie możliwości magazynowania wytworzonej energii.

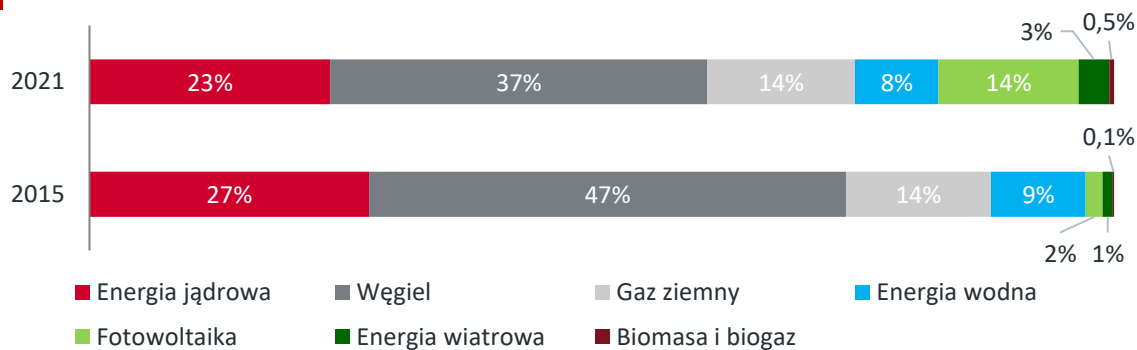
1 – Dostęp 1 sierpnia 2024 r.: <https://about.bnef.com/blog/a-power-grid-long-enough-to-reach-the-sun-is-key-to-the-climate-fight/>.

2 – Dostęp 1 sierpnia 2024 r.: <https://www.forum-energii.eu/stan-zagrozenia-marnotrawstwem>.

Ukraina

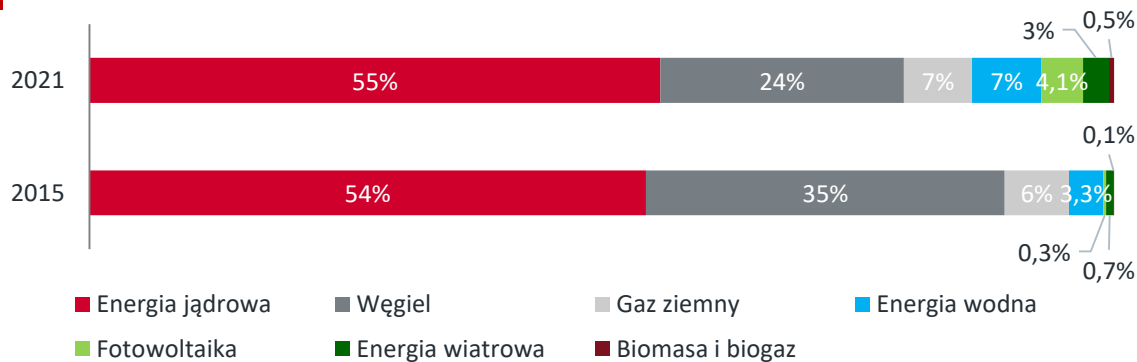
Podstawą miks energetycznego Ukrainy przed wojną była energetyka jądrowa

Rys. 9. Struktura mocy zainstalowanej w Ukrainie w latach 2015 i 2021



Źródło: EI, UKRENERGO, GEM, IRENA

Rys. 10. Struktura produkcji energii elektrycznej w Ukrainie w latach 2015 i 2021



Źródło: EI, UKRENERGO, GEM, IRENA

Przed pełnoskalową rosyjską inwazją z 2022 r., dominujący udział w produkcji energii elektrycznej w Ukrainie posiadał atom (55 proc. w strukturze produkcji energii elektrycznej z 2021 r.). Węgiel był drugim źródłem energii elektrycznej (24 proc.). Z biegiem czasu miał jednak tracić na znaczeniu i być wypierany przez nowe moce elektrowni jądrowych, OZE, a częściowo również gaz.

Do 2022 r. Ukraina była siódmym największym na świecie wytwórcą energii elektrycznej z atomu. Odpowiadały za to cztery elektrownie jądrowe znajdujące się w Ukrainie: rówieńska, chmielnicka, zaporoska (obecnie okupowana) i południowoukraińska (w obwodzie mikołajowskim). Energoatom, operator ukraińskich elektrowni jądrowych szacuje, że ten potencjał mógłby pozwolić Ukrainie eksportować do UE około 2500 MWh energii rocznie, co dawałoby jej wpływy rzędu 3 mld euro rocznie. Wymagałoby to jednak rozbudowy sieci energetycznej w kierunku UE¹. Ukraina posiada też bogate złoża węgla kamiennego szacowane na około 34 mld t (łącznie z zasobami w okupowanym obwodzie

donieckim). Dla porównania, w Polsce udokumentowane zasoby węgla kamiennego to około 65,6 mld t, a zasoby zagospodarowane 28,3 mld t. Według ukraińskiego Ministerstwa Energii łączny wolumen wydobycia węgla kamiennego w 2020 r. wyniósł 28,8 mln t, z czego 55,5 proc. przypadało na obwód dniepropietrowski, 39 proc. na obwód doniecki, a reszta na obwody lwowski, ługański i wołyński.

Wydobycie było przed wojną uzupełniane importem. W 2020 r. sprowadzono 16,9 mln t surowca. Węgiel importowano głównie z Rosji (70,4 proc.), USA (20,1 proc.) i Kazachstanu (7,7 proc.). Obecnie główni dostawcy to Australia, Polska, USA i RPA.

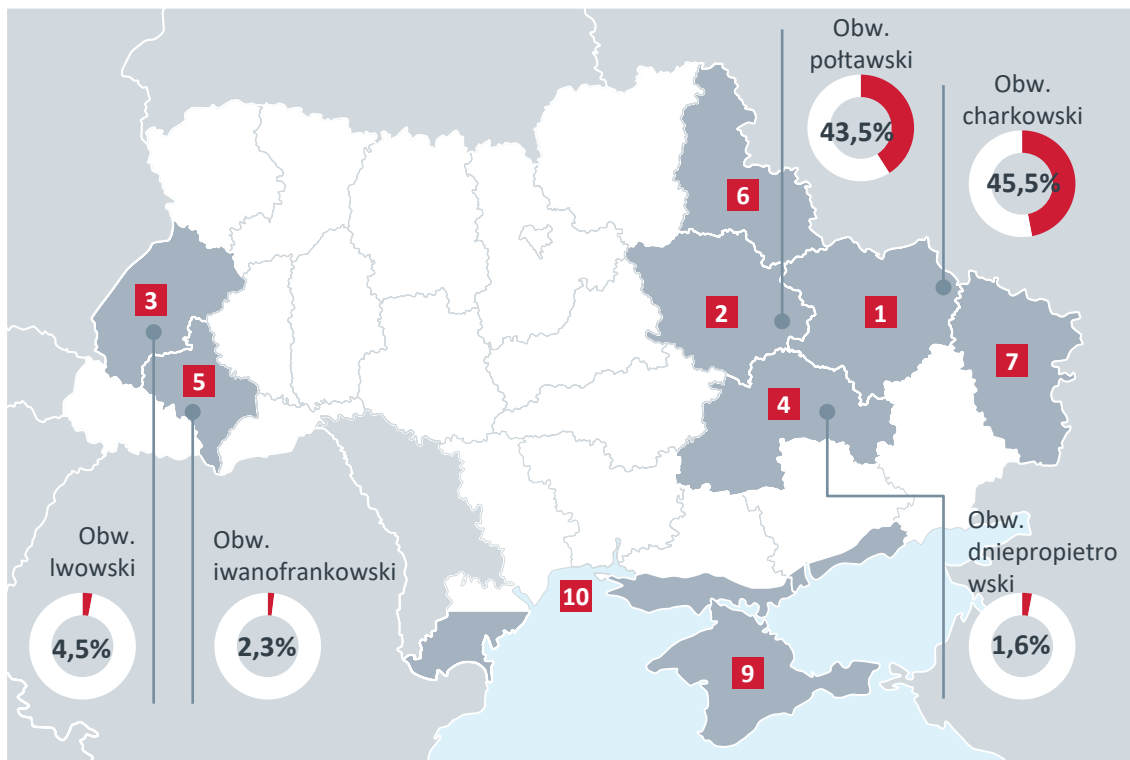
W 2021 r. Ukraina przystąpiła do koalicji *Powering Past Coal Alliance* i ogłosiła, że do 2035 r. przestanie wykorzystywać węgiel do wytwarzania energii elektrycznej². W późniejszym okresie władze Ukrainy zastrzegły, że plany dekarbonizacji zostaną ocenione na nowo po zakończeniu pełnoskalowej rosyjskiej agresji.

1 – Dostęp 6 sierpnia 2024 r.: <https://old.energoatom.com.ua/atomic-possibilities/electricity-exports.html>.

2 – Dostęp 29 lipca 2024 r.: <https://poweringpastcoal.org/news/new-ppca-members-tip-the-scales-towards-consigning-coal-to-history-at-cop26/>.

Pomimo dużych złóż własnych, Ukraina jeszcze w 2014 r. importowała około jednej trzeciej gazu ziemnego z Rosji

Rys. 11. Wydobywanie gazu ziemnego w poszczególnych obwodach Ukrainy w 2020 r.



Na mapie wskazano 10 najbardziej zasobnych w złoża regionów Ukrainy (oznaczonych kolejno od największego do najmniejszego).

Źródła: Ukraine Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), Państwowa Służba Geologiczna Ukrainy

Choć Ukraina zajmuje trzecie miejsce w Europie pod względem zasobów gazu ziemnego (za Rosją i Norwegią), jej gospodarka była przed wojną silnie uzależniona od importu gazu z Rosji. Wynikało to z utrzymujących się przez wiele lat niedostatecznych inwestycji w infrastrukturę wydobywczą, dobrze rozwiniętej infrastruktury przesyłowej oraz stosunkowo niskiej ceny surowca na rynku.

Na terenie Ukrainy znajdują się trzy obszary naftowo-gazowe:

- 1) dnipro-doniecki (wschodni) - około 76,5 proc. złóż;
- 2) zakarpacki (zachodni), na którym znajduje się około 14,2 proc. złóż;
- 3) czarnomorsko-krymski (południowy), gdzie zlokalizowane jest około 9,3 proc. złóż.

Po aneksji Krymu Ukraina utraciła dostęp do około 80 proc. zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej zlokalizowanych na Morzu Czarnym¹, co dodatkowo zwiększyło znaczenie importu. W efekcie, przed 2021 r. wydobycie własne zaspokajało około dwóch trzecich ukraińskiego zapotrzebowania na gaz. Reszta pochodziła z importu.

Wojna znacznie ograniczyła popyt na gaz (zużycie w 2022 r. spadło do 20,1 mld m³ z 26,8 mld m³ w 2021 r.), dzięki czemu wydobycie własne pozwoliło w 2022 r. pokryć aż 92 proc. zużycia. Od 2020 r. większość importu jest realizowana przez wirtualny rewers (*backhaul*) z Węgier i Słowacji. W 2021 r. w ten sposób sprowadzono 89 proc. gazu. Docelowo Ukraina planuje rozwój wydobycia krajowego, a uzupełniająco import gazu z państw UE (w dokumentach strategicznych mowa m.in. o LNG sprowadzanym z Niemiec i Polski).

Co ważne, Ukraina posiada też największe w Europie magazyny gazu ziemnego o łącznej pojemności ponad 30 mld m³, z których korzystają m.in. kraje UE².

Należy pamiętać, że Ukraina jeszcze w 2014 r. nie tylko importowała rosyjski gaz, ale również przysyłała go dalej na zachód. Tranzyt rosyjskiego gazu do państw Unii Europejskiej stopniowo spadał w ciągu ostatnich dwóch dekad, w 2023 r. wciąż wynosił jednak prawie 15 mld m³ (w 2004 r. było to 137,1 mld m³ a w 2012 r. 84 mld m³).

1 – Trybunał w Hadze nakazał nawet Rosji wypłatę ukraińskiemu Naftogazowi 5 mld dol. rekompensaty za poniesione straty.
2 – Dostęp 13 sierpnia 2024 r.: <https://utg.ua/utg/psg/underground-gas-storages/>.

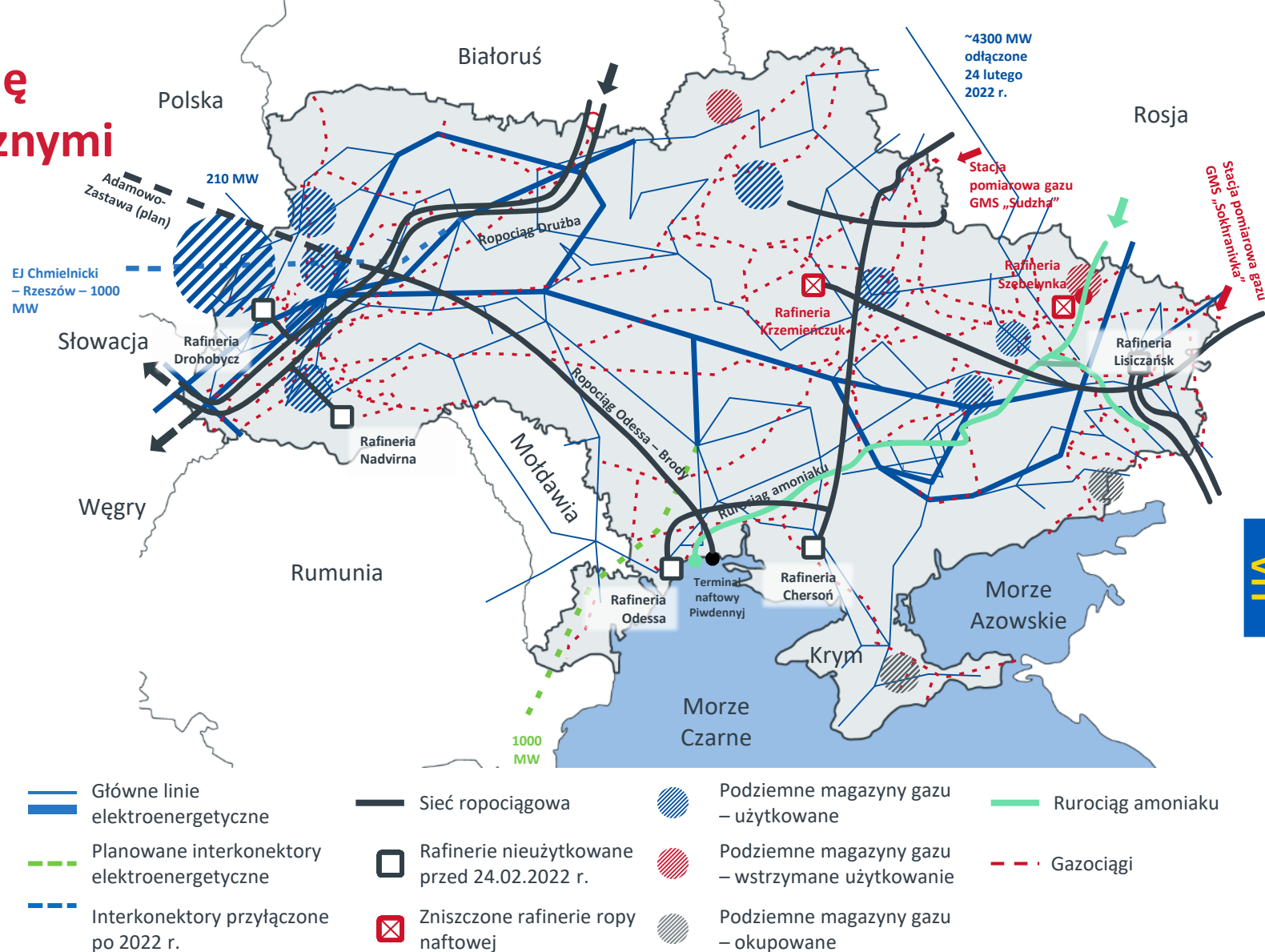
Ukraina przed wojną łączyła Rosję z zachodnimi rynkami energetycznymi

Przed wojną Ukraina pełniła rolę państwa tranzytowego nie tylko w zakresie gazu. Pośredniczyła między wschodem i zachodem również w przesyłce ropy naftowej. Rola tranzytowa Ukrainy została w tym przypadku utrzymana nawet po rozpoczęciu pełnoskalowej wojny. W 2021 r. tranzyt ropociągowy przez Ukrainę wyniósł 12,7 mln t i był o 3,2 proc. mniejszy niż w 2020 r¹. Według dostępnych ocen ekspertów (Ukrtransnafta nie podaje oficjalnych wartości) jeszcze w 2023 r. przez Ukrainę przepływało w kierunku UE około 12-13 mln t rosyjskiej ropy naftowej rocznie, która trafiała na Węgry, Słowację oraz do Czech.

O znaczeniu Ukrainy jako państwa tranzytowego przekonali się rządy Węgier i Słowacji pod koniec lipca 2024 r., gdy Ukraina powołując się na sankcje, znacząco skomplikowała możliwość dostaw rosyjskiej ropy ropociągiem Przyjaźń².

Przed synchronizacją z ENTSO-E w kwietniu 2022 r. operacyjne połączenie elektroenergetyczne między Polską a Ukrainą ograniczało się do linii 220 kV łączącej niektóre wyizolowane bloki elektrowni węglowej Dobrotvir (zniszczona w maju 2024 r.) z podstacją w Zamościu. Ukraina wykorzystywała przed wojną to połączenie do eksportu energii elektrycznej do Polski. Oprócz tego, Ukraina posiadała przed wojną również cztery połączenia elektroenergetyczne z Węgrami (służące głównie eksportowi energii na Węgry) oraz po jednym ze Słowacją i Rumunią³.

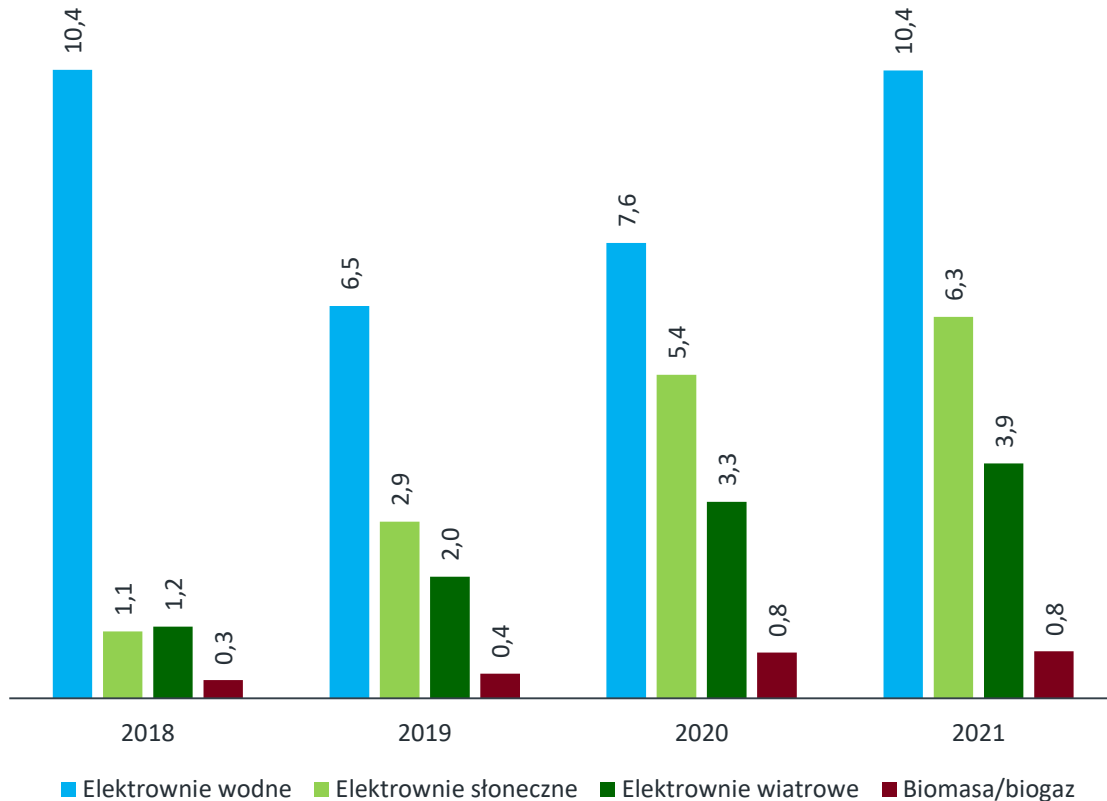
1 – Dostęp 6 sierpnia 2024 r.: <https://www.naftogaz.com/news/ukrtransnafta-transported-largest-oil>.
 2 – Dostęp 6 sierpnia 2024 r.: <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2024-07-26/wegiersko-slowacki-spor-z-ukraina-wstrzymanie-dostaw-ropy-lukoilu>.
 3 – Dostęp 6 sierpnia 2024 r.: <https://greendealukraina.org/products/analytical-reports/six-options-to-boost-power-grid-transfers-from-continental-europe-to-ukraine-for-the-next-two-winters>.



System transportu ropy naftowej w Ukrainie jest objęty tajemnicą w związku z trwającą wojną z Rosją. Na mapie wskazano istniejącą sieć ropociągową, bez podziału na odcinki wycofane z użycia oraz wykorzystywane. Źródło: International Energy Charter

Przed pełnoskalową inwazją Ukraina intensywnie rozwijała odnawialne źródła energii

Rys. 12. Produkcja energii elektrycznej z OZE w Ukrainie w latach 2018-21 [TWh]



Źródło: EI, UKRENERGO, GEM, IRENA

W 2019 r. Ukraina zajęła wysokie 8. miejsce w rankingu Climatescope opracowanym przez BloombergNEF (był to awans z 63. miejsca)¹. Ranking szeregował wówczas 104 kraje świata pod względem atrakcyjności inwestycyjnej rynku energetycznego, w szczególności pod względem perspektyw rozwoju niskoemisyjnych źródeł energii i budowy „zielonej” gospodarki. W okresie 2011-2021 zainwestowano w Ukrainie łącznie ponad 12 mld dol. w odnawialne źródła energii. 35 proc. z tej kwoty pochodziło od inwestorów zagranicznych.

Korupcja i nieprzejrzyste środowisko regulacyjne ograniczały jednak możliwości rozwoju zielonej energetyki.

W efekcie, Ukraina posiadała w 2021 r. 14,9 GW mocy zainstalowanej w OZE. Udział energii elektrycznej wytworzonej ze źródeł odnawialnych wynosił w 2021 r. 13,8 proc., co odpowiadało produkcji rzędu 21,4 TWh. 48,6 proc. energii ze źródeł odnawialnych stanowiła energia pochodząca z elektrowni wodnych, 29,5 proc. z elektrowni słonecznych, 18,2 proc. stanowiła energia wiatrowa,

a 3,6 proc. biomasa i biogaz. Dla porównania, w 2015 r. udział OZE wyniósł ok. 4 proc.².

Rok 2021 był pod pewnymi względami przełomowy dla ukraińskiego sektora OZE - 11 maja po raz pierwszy w historii dzienna produkcja energii elektrycznej z OZE przekroczyła produkcję elektrowni ciepłych (79 mln kWh wobec 77 mln kWh).

Od momentu rosyjskiej inwazji na pełną skalę Ukrainie udało się ze środków prywatnych inwestorów uruchomić nowe moce wytwórcze z OZE, na które składa się 157 MW z energii wiatrowej, 56 MW z energii słonecznej i 23 MW z biomasy (stan na 1. kw. 2024 r.).

Jeszcze przed wojną podkreślano, że dalszy rozwój OZE wymaga nie tylko finansowania, ale też jasnych regulacji (m.in. związanych z rozliczeniami pomiędzy dostawcami energii a odbiorcami)³. Wskazywano, że odnawialne źródła energii są kluczowe dla rozwoju generacji rozproszonej.

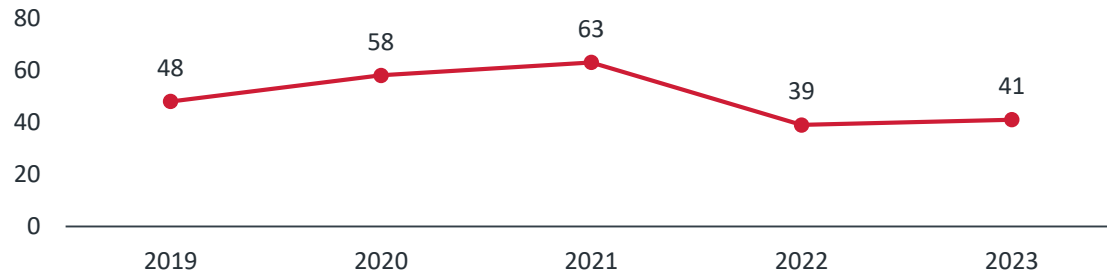
1 – Dostęp 6 sierpnia 2024 r.: <https://www.global-climatescope.org/>.

2 – Dostęp 7 listopada 2024 r.: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ac51678f-5069-4495-9551-87040cb0c99d/UkraineEnergyProfile.pdf>

3 – Dostęp 6 sierpnia 2024 r.: https://biz.ligazakon.net/analitycs/227024_problemi-ta-perspektivi-rozvitku-vdnovlyuvano-energetiki-v-2024-rots.

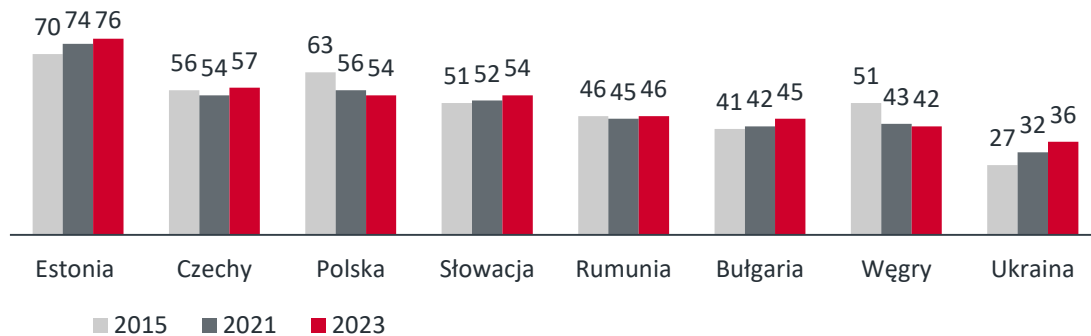
Korupcja i brak przejrzystości stanowiły przed wojną największą barierę rozwoju ukraińskiego systemu energetycznego

Rys. 13. Ocena przejrzystości sektora energetycznego w Ukrainie



Maksymalna ocena możliwa do uzyskania to 100 pkt. Indeks powstaje w oparciu o dane zbierane w ramach corocznej ankiety w celu oceny przejrzystości rynku energii w Ukrainie.
Źródło: USAID i DixiGroup

Rys. 14. Poziom percepcji korupcji w wybranych krajach Europy



Wskaźnik *Corruption Perception Index* przyjmuje wartości od 0 do 100. Im wyższa wartość, tym niższy jest postrzegany poziom korupcji w danym państwie.

Źródło: Transparency International

Sektor energetyczny był przed wojną oceniany jako jeden z najbardziej skorumpowanych obszarów ukraińskiej gospodarki. Potwierdzają to chociażby wyniki badania społecznego realizowanego na zlecenie ukraińskiego parlamentu w trzecim kwartale 2018 r. Korupcja w sektorze energetyki była uznawana za jeden z największych problemów państwa oraz społeczeństwa przez 66 proc. respondentów, a 77 proc. uważało, że korupcja prowadzi do zawyżenia cen energii¹.

Dane Transparency International pokazują, że poziom percepcji korupcji w Ukrainie był przed inwazją z 2022 r. na poziomie nieco niższym niż te obserwowane dla Bułgarii, Rumunii, Węgier czy Słowacji. Sytuacja w Ukrainie odbiegała więc od standardów niektórych państw unijnych, które mają pewne problemy z jakością instytucji.

Zdecydowana większość podmiotów działających w sektorze energetyki w Ukrainie przed wojną należała do państwa lub była kontrolowana przez oligarchów. W 2021 r. około 30 proc. aktywów energetycznych w Ukrainie znajdowało się w rękach prywatnych, na ogół powiązanych z oligarchami

(np. DTEK). Były to głównie elektrownie węglowe i instalacje OZE. Pozostałymi podmiotami działającymi w sektorze były spółki państwowe zarządzane w sposób nietransparentny i daleki od standardów zachodnich. Ograniczało to napływ inwestycji i kapitału do ukraińskiej energetyki. Preregulowanie systemu i niejasne relacje pomiędzy podmiotami gospodarczymi działającymi w sektorze energetycznym oraz państwem dodatkowo prowadziły do nadużyć (Łuczky, 2024). Szacuje się, że sektor energetyczny (obok sektora transportowego) jest częścią ukraińskiej gospodarki, która najdalej odbiega od unijnych standardów. Jak wynika z analiz USAID i DixiGroup, stopniowa poprawa przejrzystości sektora energetycznego uległa zahamowaniu w 2021 r. Wynikało to ze skokowego wzrostu obecności państwa w sektorze. Przykładowo, pełnoskalowa wojna wymusiła między innymi nacjonalizację Ukrnafty. Akcje należące wcześniej do oligarchy Ihora Kołomojskiego i jego otoczenia zostały przejęte przez Ministerstwo Obrony, a pozostałe akcje (pakiet kontrolny) należą do Naftogazu².

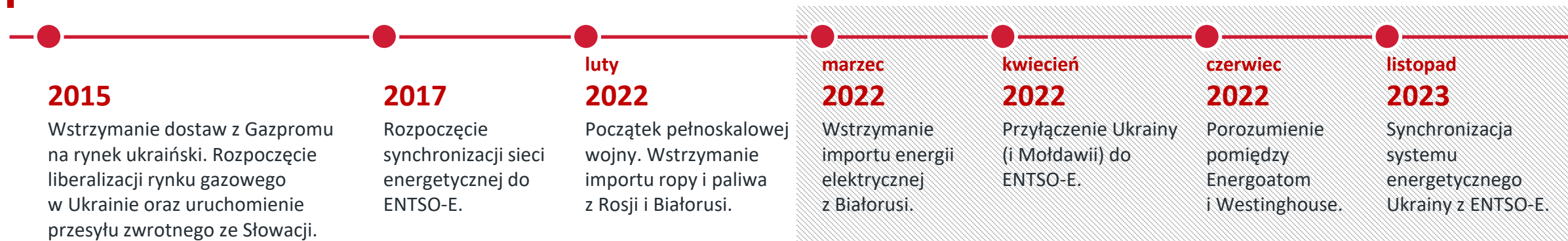
1 – Dostęp 29 lipca 2024 r.: <https://www.rada.gov.ua/news/Novyny/170339.html>.

2 – Dostęp 7 listopada 2024 r.: <https://www.ukrnafta.com/en/pro-kompaniyu>

Konieczność odcięcia ukraińskiego systemu energetycznego od Rosji i perspektywa integracji z UE jeszcze przed wojną wymuszały reformy

Rys. 15. Wybrane etapy procesu uniezależniania się rynku energetycznego Ukrainy od Rosji w latach 2015-2024

Okres po wybuchu pełnoskalowej wojny



Presja polityczna i gospodarcza wywierana przez Rosję przed pełnoskalową wojną zmusiły państwo ukraińskie do realizacji reform sektora energetycznego. W latach 2014-17 Ukraina po raz pierwszy od uzyskania niepodległości wdrożyła na poszczególnych rynkach energii zasady wolnej konkurencji, ochrony praw konsumentów i bezpieczeństwa dostaw. Przyjęto wówczas chociażby ustawy dotyczące rynku gazu ziemnego i rynku energii elektrycznej, które wprowadzały europejski model sektora energetycznego. W latach 2019-21 zakończono proces rozdziału przesyłu i dystrybucji gazu oraz energii elektrycznej od ich wytwarzania i sprzedaży (*unbundling*). Dokonano też certyfikacji PJSC NPC Ukrenergo jako operatora systemu przesyłowego. Te wszystkie reformy przybliżyły

ukraińskie prawo do standardów UE. Pozwoliło to na rozpoczęcie integracji z rynkami państw członkowskich Wspólnoty Energetycznej.

W 2017 r. Ukraina rozpoczęła wdrażanie programu mającego na celu osiągnięcie synchronizacji z systemem elektroenergetycznym obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej (CESA)¹. Dzięki realizacji szeregu projektów rewersowych w zakresie dostaw gazu ziemnego z UE Ukraina już w 2015 r. mogła zrezygnować z dostaw od Gazpromu. Wylimitowało to jeden z instrumentów nacisku Rosji². Ukraina rozpoczęła też dywersyfikację źródeł dostaw paliwa do elektrowni jądrowych.

W okresie poprzedzającym pełnoskalową wojnę nie udało się jednak całkowicie zniwelować wpływów gospodarczych i politycznych Rosji. Przykładem jest nowelizacja ukraińskiej ustawy o rynku energii elektrycznej z 2019 r., która po raz pierwszy w historii niepodległej Ukrainy dopuszczała import energii elektrycznej z Rosji. Umacniało to dominację gospodarczą i technologiczną Rosji w ukraińskim systemie energetycznym.

Również o imporcie gazu i paliwa dieslowego z Rosji i Białorusi do lutego 2022 r. decydowały argumenty kosztowe. Nie prowadzono działań w celu dywersyfikacji źródeł dostaw, co ułatwiłoby przetrwanie pierwszych miesięcy pełnoskalowej inwazji.

1 – Dostęp 30 lipca 2024 r.: <https://www.entsoe.eu/news/2022/03/16/continental-europe-successful-synchronisation-with-ukraine-and-moldova-power-systems/>.

2 – Ponadto, ukraiński Naftogaz wygrał arbitraż w Instytucie Arbitrażowym Sztokholmskiej Izby Handlowej w pozwie przeciwko Gazpromowi, który potwierdził nieuczciwość kontraktów z 2009 r. i nakazał Gazpromowi zapłacić karę w wysokości ponad 2,5 mld dol.

2

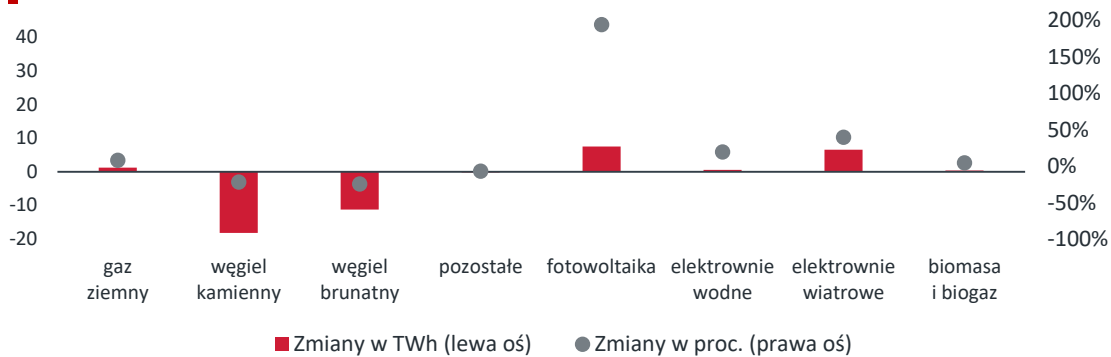
Zmiany wymuszone wojną w Ukrainie



Polska

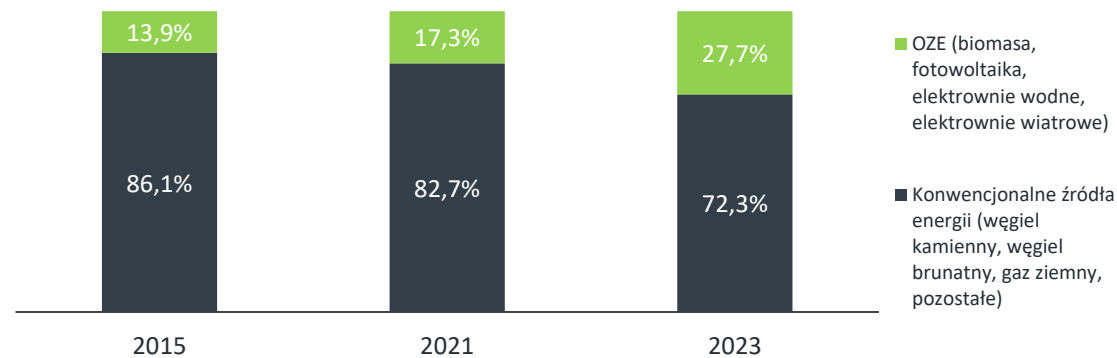
Dekarbonizacja polskiej energetyki przyspieszyła po wybuchu wojny

Rys. 16. Zmiana produkcji energii elektrycznej w latach 2021-2023 [TWh i proc.]



Źródło: Inostrat

Rys. 17. Produkcja energii ze źródeł konwencjonalnych i OZE



Źródło: Inostrat

Pełnoskalowa wojna w Ukrainie postawiła europejską i polską energetykę przed dużym wyzwaniem. Ceny gazu i innych surowców energetycznych osiągnęły wysokie poziomy, a poszczególne państwa deklaryowały wolę odstąpienia od importu z Rosji. Doprowadziło to do powstania luki, którą należało wypełnić albo kosztownym importem gazu i węgla z innych kierunków, albo zwiększeniem produkcji z innych źródeł. W komunikacie opublikowanym niemal miesiąc po wybuchu wojny zespół doradczy ds. kryzysu klimatycznego Polskiej Akademii Nauk napisał:

Wojna wygenerowała (...) szereg fundamentalnych pytań. Najważniejszym z nich jest, czy odnawialne źródła energii (OZE), efektywność energetyczna i energetyka jądrowa są ratunkiem dla klimatu, a jednocześnie mogą chronić UE i Polskę przed poważnym kryzysem związanym z odcięciem dostaw lub odcięciem się od dostaw z Rosji.

Warto bardzo mocno podkreślić, że o ile wojna w Ukrainie może w początkowym okresie spowolnić procesy dekarbonizacyjne w Europie, a zwłaszcza

w Polsce, to w nieco dalszej perspektywie może znacząco przyspieszyć transformację energetyczną. To nie jest paradoks¹.

Spośród siedmiu największych producentów energii elektrycznej w UE tylko Polska była w stanie zmniejszyć w 2022 r. produkcję energii elektrycznej z węgla, ograniczyć konsumpcję gazu oraz rozwijać OZE (Hillebrand, 2023).

Łączny spadek produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego wyniósł w okresie od 2021 do 2023 r. niemal 30 TWh (-22,6 proc.), a najwyższe wzrosty odnotowano w produkcji energii przez elektrownie wiatrowe (o 6,5 TWh, +40 proc.) i fotowoltaikę (o 7,5 TWh, +194 proc.). Dzięki temu udział OZE w produkcji energii elektrycznej w Polsce wzrósł z 17,3 proc. w 2021 r. do 27,7 proc. w 2023 r. Wzrost znaczenia OZE, jaki nastąpił w Polsce w ciągu ostatnich lat jest wyraźnie większy niż ten, który dotyczył lat 2015-2021.

Równoległe rosła oczywiście również moc elektrowni wiatrowych (+32,5 proc.) i słonecznych (+122,4 proc.). Malą moc elektrowni węglowych (-7,1 proc.).

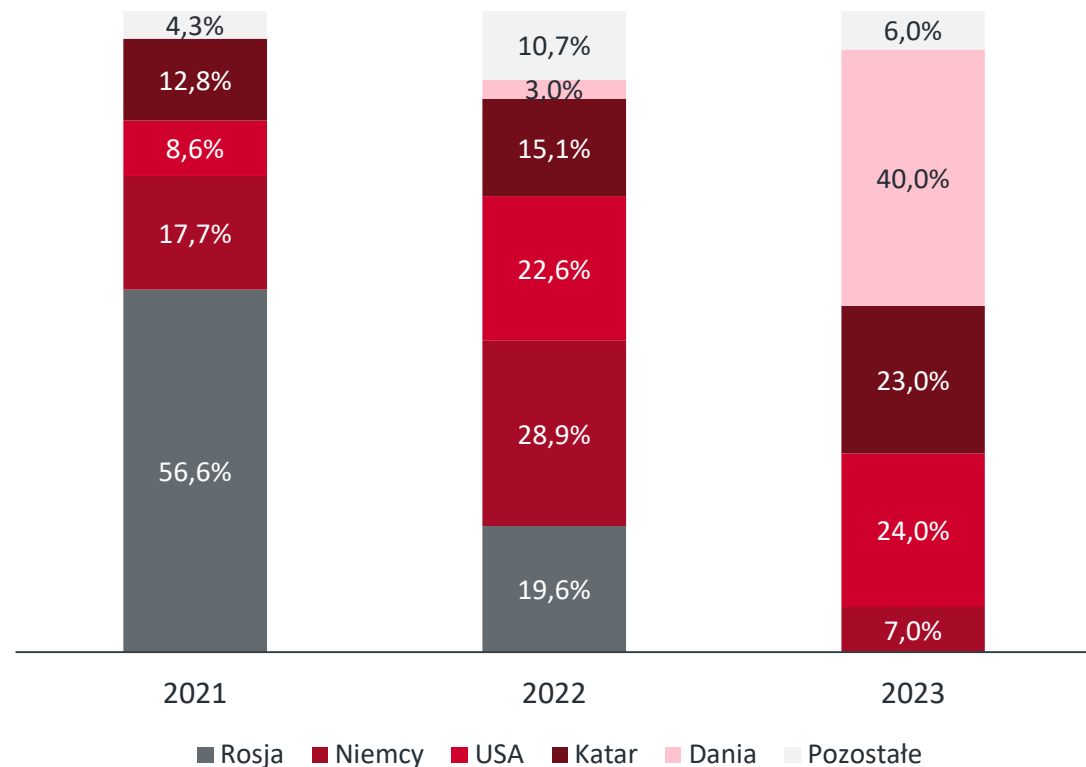
1 – Dostęp 14 sierpnia 2024 r.: <https://bip.pan.pl/arttykul/215/968/to-nie-paradoks-wojna-w-ukrainie-przyspieszy-transformacje-energetyczna>.

” Działania Rosji na Ukrainie wywołują przyśpieszoną **dekarbonizację** w Polsce i innych krajach regionu. “

Maciej Jakubik
Ekspert Forum Energii

Długookresowa strategia i kolejne inwestycje infrastrukturalne umożliwiły odejście od gazu z Rosji w 2022 r.

Rys. 18. Struktura importu gazu do Polski w latach 2021-2023 według kierunków pochodzenia gazu¹



Dane za 2023 r. pochodzą z opracowania Forum Energii. Pozostałe dane pochodzą z Eurostatu. Gaz importowany z Danii przez Baltic Pipe to gaz pochodzący z norweskiego szelfu kontynentalnego. Źródło: Eurostat i Forum Energii

Zmniejszenie zależności polskiej energetyki od importu gazu z Rosji było przez lata ważnym celem kolejnych polskich rządów. W momencie wybuchu wojny Polska była wciąż związana z Rosją tzw. kontraktem jamalskim, który regulował kwestię importu gazu ze wschodu. Kontrakt jamalski został przedłużony w 2010 r. i miał obowiązywać do końca 2022 r. Niezależnie od wojny Polska i tak musiała więc szukać możliwości zastąpienia dotychczasowego źródła dostaw gazu. Konsekwentnie realizowane od wielu lat inwestycje infrastrukturalne przyczyniały się do stopniowego zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski poprzez umożliwienie importu gazu z kierunków innych niż Rosja. Odejście od importu rosyjskiego gazu miała umożliwić tzw. Brama Północna – projekt obejmujący trzy kluczowe inwestycje: terminal LNG w Świnoujściu (uruchomiony w 2015 r.), Gazociąg Baltic Pipe (uruchomiony we wrześniu 2022 r.) oraz pływający terminal typu FSRU w Gdańsku (ma zostać oddany do użytku w 2028 r.).

Realizacja dużej części inwestycji planowanych

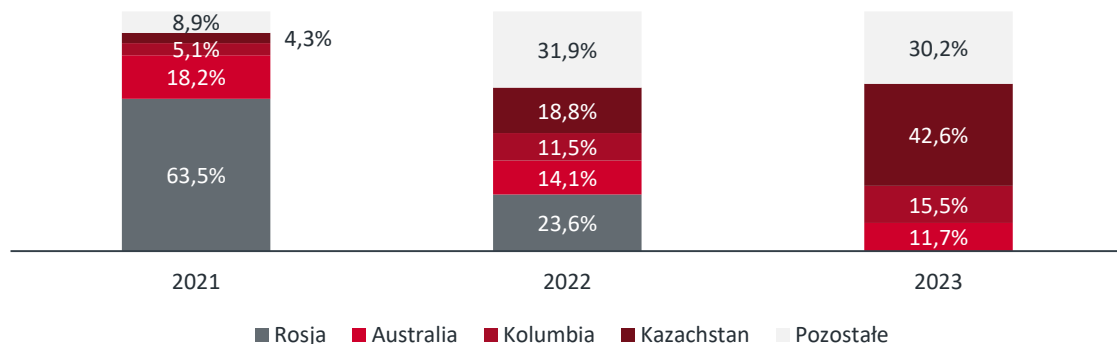
w ramach Bramy Północnej oraz uruchomienie interkonektora Polska-Słowacja w maju 2022 r., a także częściowe otwarcie interkonektora Polska-Litwa, wykorzystanie krajowych zasobów i odpowiednie zarządzanie stanem zmagazynowanego gazu, zapewniły Polsce stabilną podaż gazu pomimo zawieszenia dostaw przez Gazprom (co nastąpiło 27 kwietnia 2022 r.).

Odejście od rosyjskiego gazu stało się faktem, ale wojna jedynie przyspieszyła strategię dywersyfikacji dostaw i uniezależnienia od gazu ze Wschodu, która była realizowana od dawna. Około 40 proc. gazu importowanego do Polski w 2023 r. stanowił gaz sprowadzany przez Baltic Pipe z Danii¹, a kolejne 47 proc. to gaz z Kataru i USA, który trafia do terminala LNG w Świnoujściu. Kolejne inwestycje infrastrukturalne otwierają potencjał utworzenia w Polsce hubu gazowego dla Europy Środkowej i Wschodniej.

¹ – Gaz importowany z Danii przez Baltic Pipe to gaz pochodzący z norweskiego szelfu kontynentalnego.

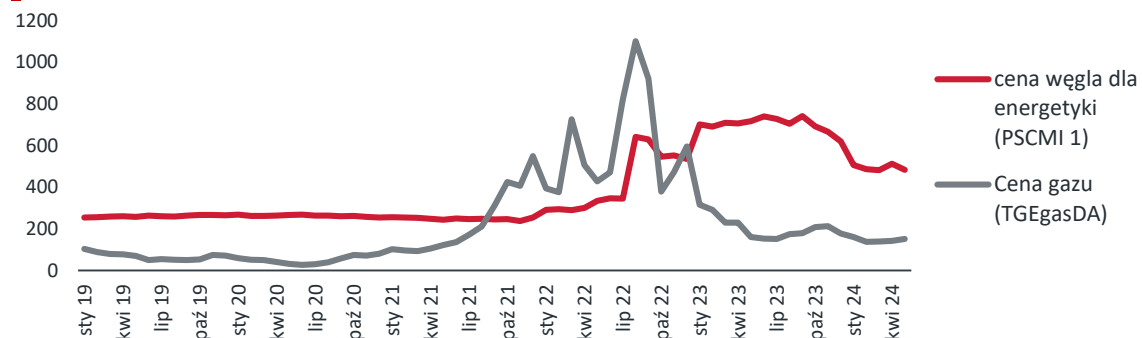
Ze względu na duży udział wydobycia krajowego, import węgla z Rosji nie stanowił dla polskiej gospodarki tak dużego zagrożenia, jak import gazu

Rys. 19. Struktura importu węgla do Polski w latach 2021-2023



Źródło: Inostrat

Rys. 20. Ceny węgla i gazu w Polsce



Cena gazu jako średnia miesięczna ważona wolumenem.

Źródło: Eurostat

Udział rosyjskiego węgla w całkowitym imporcie tego surowca do Polski był w 2021 r. nawet wyższy niż w przypadku gazu (63,5 proc.). Inaczej niż w przypadku gazu, istotną część krajowego zapotrzebowania Polska pokrywała jednak z wydobycia zasobów własnych (87 proc.). Import odgrywał rolę uzupełniającą. Z tego względu przerwanie importu węgla z Rosji po rozpoczęciu pełnoskalowej wojny w Ukrainie nie stanowiło poważnego zagrożenia dla stabilności dostaw energii elektrycznej w Polsce.

Ostatnie dostawy węgla z Rosji miały miejsce w 2022 r. Na znaczeniu wyraźnie zyskał import z Kazachstanu (zmiana udziału w strukturze z 4,3 proc. w 2021 r. do 42,5 proc. w 2023 r.).

Bezpieczeństwo energetyczne kraju nie zależy jedynie od stabilności i przewidywalności dostaw. Równie istotne są wahania cen surowców energetycznych, które przekładają się na ceny energii elektrycznej, a ostatecznie na konkurencyjności krajowych producentów. W ciągu kilkunastu miesięcy po pełnoskalowej inwazji Rosji na Ukrainę ceny węgla wzrosły w Polsce prawie trzykrotnie, a ceny gazu

prawie dwunastokrotnie.

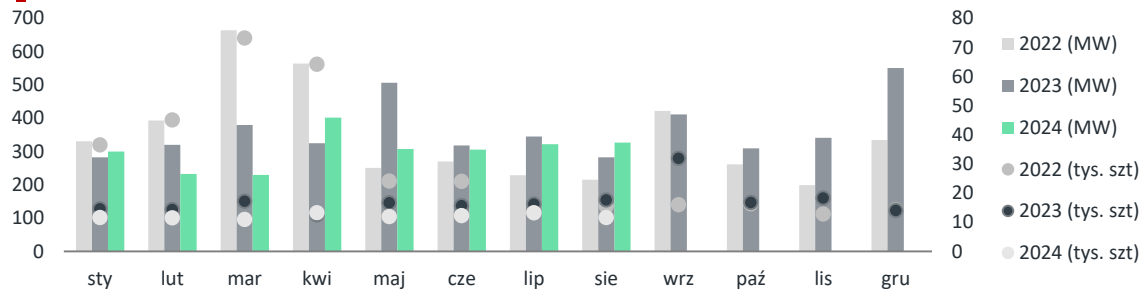
Co prawda polska energetyka jest w dalszym ciągu zależna od importu nośników energii, szczególnie gazu, jednak dywersyfikacja źródeł dostaw, jaka nastąpiła w ostatnich latach, wyraźnie poprawiła bezpieczeństwo energetyczne Polski.

Trzeba też pamiętać, że zmiana struktury importu węgla i gazu do Polski odbywa się równolegle ze spadkiem popytu zgłaszanego ze strony sektora energetycznego.

Na te same procesy zwracają uwagę eksperci BP – wojna wymusiła odejście od rosyjskich surowców na rzecz innych dostawców i innych źródeł energii. W tym sensie wojna w Ukrainie nie tylko przyspieszyła transformację energetyczną, ale też wpłynęła pozytywnie na bezpieczeństwo energetyczne poszczególnych państw (BP, 2023).

Kulminacja przyłączeń nowych przydomowych instalacji fotowoltaicznych to pierwsze miesiące 2022 r., potem rośnie znaczenie instalacji wielkoskalowych

Rys. 21. Nowe instalacje fotowoltaiczne [tys. szt, prawa oś i MW, lewa oś]



Źródło: Agencja Rynku Energii

Wzrost znaczenia OZE w polskim miksie energetycznym rozpoczął się przed pełnoskalową agresją Rosji na Ukrainę. Popularność indywidualnych instalacji fotowoltaicznych oraz pomp ciepła rosła w powiązaniu ze wzrostami cen energii oraz gazu, obserwowanymi jeszcze przed wojną.

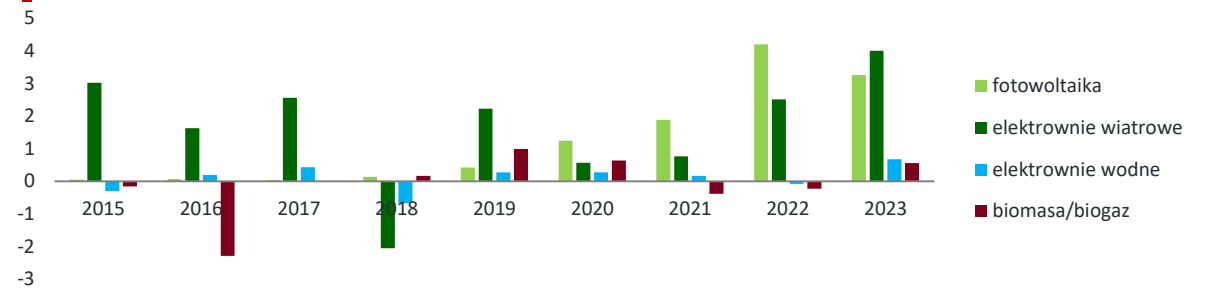
Tempo zmian w pewnym sensie dyktowały jednak kolejne edycje rządowego programu „Mój Prąd”. Program ten został wprowadzony latem 2019 r. i miał dotychczas już pięć edycji (obecnie trwa szósta). W ramach programu „Mój Prąd” dofinansowano około 600 tys. domowych instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy około 3,5 GW (niemal jedna piąta całkowitej mocy zainstalowanej w fotowoltaice). Szczyt przyłączania przydomowych instalacji fotowoltaicznych przypadł na pierwszy kwartał 2022 r., kiedy do sieci podłączyło się niemal 153 tys. nowych prosumentów. Liczba nowych przyłączeń w kolejnych miesiącach była już niższa ze względu na zmianę

systemu rozliczeń prosumentów¹.

Udział mocy przydomowych instalacji fotowoltaicznych w mocy wszystkich nowych instalacjach spadł z 71 proc. w 2021 r. do 60 proc. w 2022 r. i do 30 proc. w 2023 r. na rzecz większych systemów budowanych na użytek przedsiębiorstw i farm fotowoltaicznych.

W maju 2024 r. mikroinstalacje wciąż stanowiły 99,4 proc. liczby nowych instalacji fotowoltaicznych, ale odpowiadały już tylko za 36,7 proc. przyłączonej mocy. Instalacje o mocy 51kW-999 kW stanowiły natomiast 0,6 proc. nowych instalacji, ale też 16,3 proc. nowej mocy. Instalacje o mocy od 1000 kW to jedynie 0,01 proc. nowych instalacji, ale aż 53 proc. nowej mocy. Początek roku 2022 to rekordowe przyrosty liczby nowych instalacji. Liczba nowych przyłączeń w kolejnych miesiącach gwałtownie spada, ale ze względu na coraz większe znaczenie

Rys. 22. Przyrost produkcji OZE r/r [TWh]



Źródło: Instrat

dużych farm fotowoltaicznych przyrost nowej mocy jest w dalszym ciągu duży.

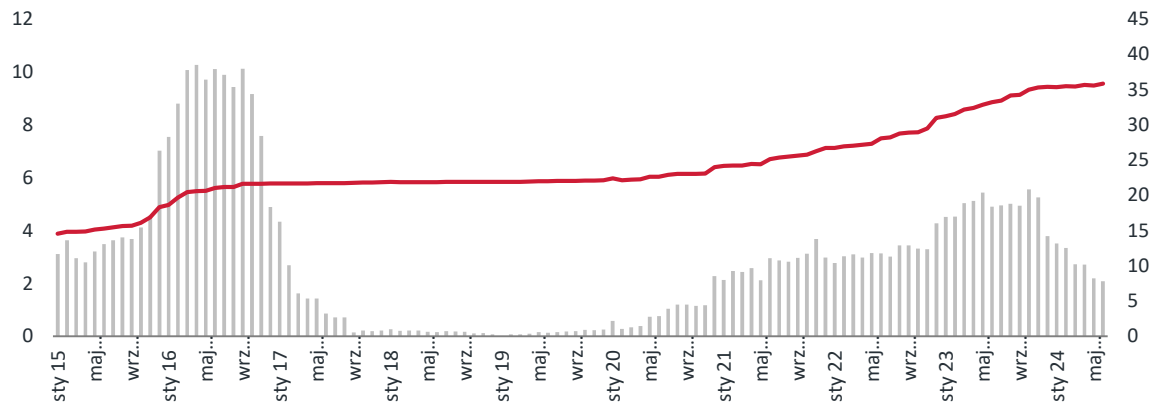
Zgodnie z założeniami PEP2040 z 2021 r., moc zainstalowana w fotowoltaice w 2040 r. powinna wynosić 10-16 GW. Już na koniec 2023 r. moc zainstalowana przekraczała jednak 17 GW. Rozwój instalacji fotowoltaicznych w Polsce w ostatnich latach jest więc ogromnym sukcesem. Kolejne wyzwania niekoniecznie dotyczą obecnie dalszego zwiększania możliwości produkcyjnych systemu. Brakującym elementem systemu są magazyny energii. Ich rozwój póki co hamują wysokie koszty i bariery regulacyjne. Problemy te są dostrzegane przez polityków i Komisję Europejską, co znajduje odzwierciedlenie w planach inwestycyjnych².

1 – Dostęp 4 września 2024 r.: <https://wysokienapiecie.pl/95603-moj-prad-5-0-zakonczony-co-dalej-z-fotowoltaika-w-polsce/>.

2 – Dostęp 8 października 2024 r.: <https://www.energy-storage.news/european-commission-approves-support-for-at-least-5-4gwh-of-electricity-storage-in-poland/>.

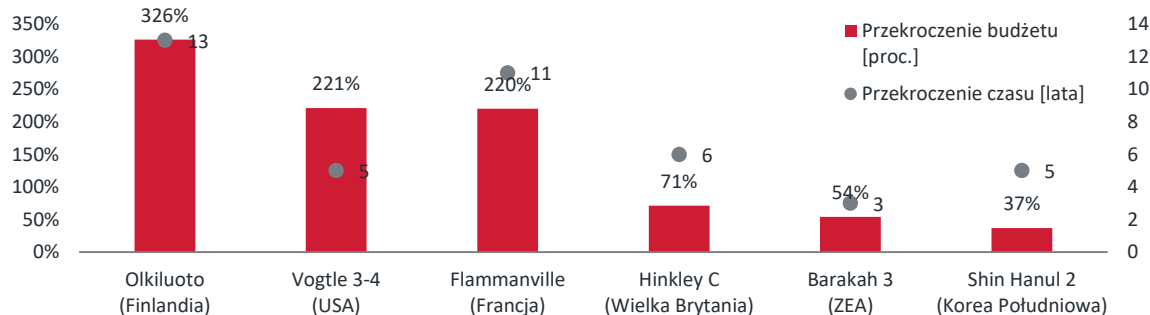
W energetyce wiatrowej i jądrowej Polska wciąż czeka na wielkie otwarcie

Rys. 23. Moc zainstalowana lądowych elektrowni wiatrowych [GW, lewa oś] i dynamika zmian r/r [proc., prawa oś]



Źródło: Instrat

Rys. 24. Realizacja wybranych projektów jądrowych wobec pierwotnych założeń



Źródło: Opracowanie własne Departamentu Analiz Branżowych BGK

Od rozpoczęcia pełnoskalowej inwazji Rosji na Ukrainę uczyniono kilka istotnych kroków w kierunku rozwoju polskiej energetyki wiatrowej i jądrowej. Realizacja kluczowych działań jest jednak nadal przed nami.

Rozwój energetyki wiatrowej był długo hamowany przez wspomnianą już ustawę odległościową z 2016 r. Szacuje się, że wykluczała ona 99 proc. terenu Polski z realizacji nowych instalacji. Przepisy zostały zliberalizowane w 2023 r. Zniesiono zasadę, że odległość nowych wiatraków od budynków mieszkalnych nie może być mniejsza niż dziesięciokrotność wysokości turbiny. Obecne ograniczenie to 700 metrów. Dzięki zapowiadanej na 3 kw. 2024 r. liberalizacji prawa i obniżeniu wymogu z 700 m do 500 m niemal dwukrotnie zwiększa się powierzchnia dostępna pod turbiny wiatrowe. Problemem pozostaje jednak bardzo długi proces realizacji inwestycji, który sprawia, że efekty zmian regulacyjnych uwidocznia się dopiero za kilka lat.

Zgodnie z założeniami PEP2040, morskie farmy wiatrowe będą w 2040 r. odpowiadać za 19 proc. energii elektrycznej generowanej w Polsce. Szacuje się, że morskie elektrownie wiatrowe mogłyby potencjalnie zaspokajać nawet 57 proc. krajowego zapotrzebowania na

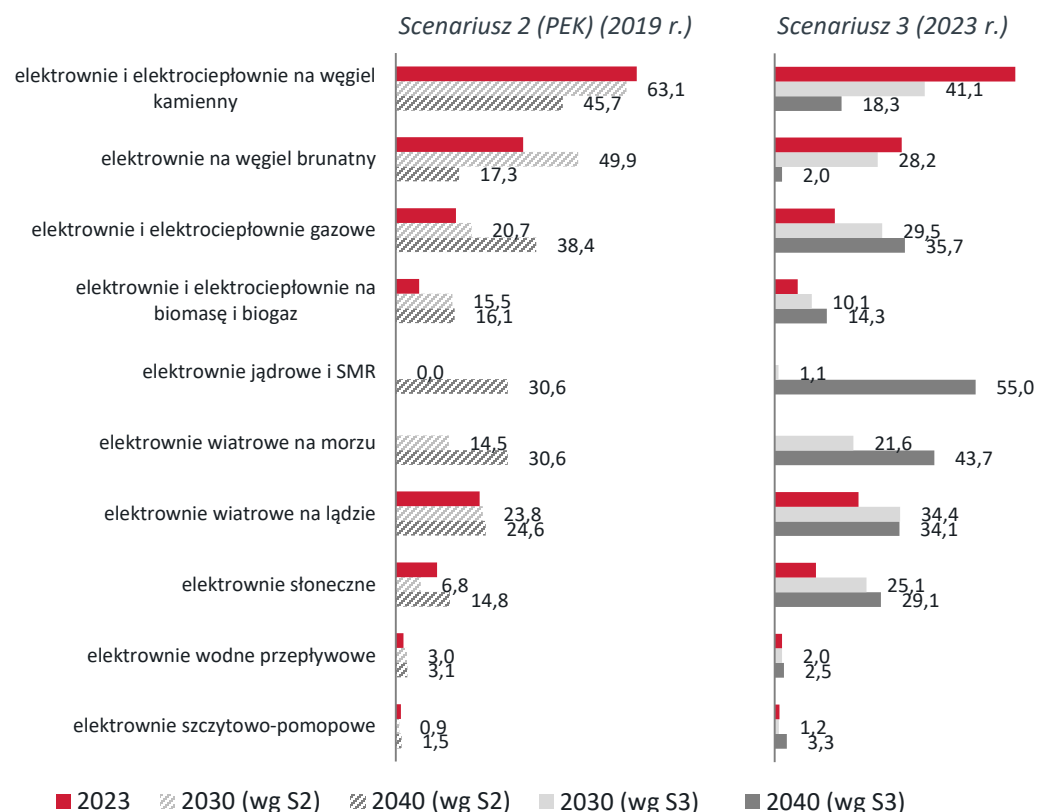
energię elektryczną. Na pierwsze polskie elektrownie wiatrowe na Bałtyku musimy jednak poczekać do 2026 r. Realizacja kolejnych projektów ma z kolei być zsynchronizowana z wyłączeniami starych bloków węglowych, tak aby zapewnić ciągłą generację energii na odpowiednim poziomie (Wróbel, 2024).

Biorąc pod uwagę skalę inwestycji offshore realizowanych równoległe przez inne kraje, polskie plany mogą być obarczone istotnymi ryzykami. Wyzwaniem może być odpowiednia dostępność pracowników i firm zdolnych do prowadzenia tego typu projektów inwestycyjnych, czy też ograniczona podaż elementów morskich farm wiatrowych.

Duże nadzieje wiąże się również z rozwojem energetyki jądrowej. Zgodnie z PEP2040 w 2040 r. aż 22,6 proc. energii elektrycznej wytwarzanej w Polsce ma pochodzić z elektrowni jądrowej. Pod koniec sierpnia 2024 r. spółka Polskie Elektrownie Jądrowe złożyła wnioski o pozwolenie na rozpoczęcie prac przygotowawczych do budowy pierwszej elektrowni, harmonogram i budżet inwestycji są jednak obciążone dużą niepewnością, choćby ze względu na doświadczenia płynące z realizacji podobnych inwestycji.

Wojna w Ukrainie doprowadziła do przyspieszenia transformacji polskiej energetyki

Rys. 25. Planowana struktura produkcji energii elektrycznej w 2030 i 2040 r. [TWh]



Scenariusz 2 (S2) pochodzi z 2019 r. i uwzględnia realizację planowanych wówczas procesów transformacyjnych. Scenariusz 3 (S3) pochodzi z 2023 r. i aktualizuje pierwotne plany, uwzględniając konsekwencje inwazji Rosji na Ukrainę.

Źródło: MKiŚ oraz ARE

W projekcie Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z 29 lutego 2024 r. można przeczytać:

Odpowiedzialna strategia energetyczna powinna respektować równoważne, wzajemnie oddziałujące i uzupełniające się cele: bezpieczeństwo energetyczne, konkurencyjność gospodarki, efektywność energetyczną i redukcję oddziaływania na środowisko.

Porównanie scenariusza rozwoju polskiego systemu elektroenergetycznego z roku 2019 r. i wersji z 2023 r., która uwzględnia już konsekwencje inwazji Rosji na Ukrainę, prowadzi do kilku istotnych obserwacji. Po pierwsze, widać istotny spadek znaczenia węgla. O ile optymistyczny scenariusz z 2019 r. zakładał, że w 2030 r. z węgla będzie produkowane 113 TWh energii elektrycznej, to w scenariuszu z 2023 r. prognoza ta spada do niespełna 70 TWh. Pierwotnie prognozowano też, że w 2040 r. z węgla wciąż będzie pochodziło 63 TWh energii elektrycznej, ale w scenariuszu z 2023 r. wartość ta spada do 20 TWh. Scenariusz z 2019 r. zakładał z kolei

dużo mniejszy udział elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych. W prognozie z 2019 r. zakładano, że technologie te będą w 2030 r. odpowiadały za produkcję 45,1 TWh energii elektrycznej. Scenariusz z 2023 r. podnosi te plany do 81,1 TWh. Szacunki na 2040 r. wzrosły z kolei z 70 TWh do 106,9 TWh.

Jak wskazują eksperci wybuch wojny sprawił, że wiele działań przeszło z fazy deklaracji i planowania do fazy decyzji i realizacji¹.

Od stycznia 2022 r. zaobserwowano wyraźny wzrost liczby i wartości planowanych inwestycji w energetyce. Szacuje się, że aktualna wartość 210 największych realizowanych i planowanych projektów energetycznych przekracza 530 mld zł. Problemem może być jednak potencjał firm wykonawczych. Możliwości osiemdziesięciu największych wykonawców przedsięwzięć energetyczno-przemysłowych, odpowiadających za około 90 proc. rynku budownictwa energetyczno-przemysłowego w Polsce, szacuje się na 30 mld zł rocznie². Sam ten fakt przesądza, że transformacja polskiej energetyki to proces, który musi być rozłożony na co najmniej dwie dekady.

1 – Dostęp 14 sierpnia 2024 r.: <https://polskiprzemysl.com.pl/raporty/budownictwo-energetyczno-przemyslowne-w-polsce/>.

2 – Dostęp 14 sierpnia 2024 r.: <https://spectis.pl/budownictwo-energetyczne>.

Ukraina

Szacowane w maju 2024 r. koszty modernizacji systemu energetycznego Ukrainy przekraczają 50 mld dol.

Powtarzające się od początku wojny ataki na infrastrukturę krytyczną Ukrainy przyniosły druzgocące efekty. Według stanu na czerwiec 2024 r. Rosja całkowicie zniszczyła elektrownie wodne w Kachowce i Zaporozżu, elektrownie ciepłne w Trypolu i Słobożzańskie, a liczne elektrownie ciepłne (m.in. w miejscowościach Ładyżyn, Bursztyn, Dobrotwór, Kurachowe, Krzywy Róg i Dniepr) uszkodziła krytycznie (w ponad 80 proc.). Uszkodziła też około 50 proc. podstacji przesyłowych wysokiego napięcia. Zniszczyła niemal wszystkie ukraińskie rafinerie i znaczną część infrastruktury magazynowej. Celem ataków Rosji były też przepompownie podziemnych magazynów gazu ziemnego, z którego korzystają klienci z UE.

Według ambasadora UE w Kijowie, od marca do czerwca 2024 r. Rosja zniszczyła w Ukrainie instalacje o mocy 9,2 GW (które odpowiadały za generację blisko połowy zimowego szczytowego zużycia energii elektrycznej w Ukrainie)¹.

Oprócz tego Rosja zajęła ukraińskie instalacje o mocy przekraczającej 18 GW, w tym największą w Europie elektrownię jądrową (Zaporoską), elektrownie ciepłne (m.in. w Wuhłehirsku i Szczastia) oraz około 45-50 proc. elektrowni słonecznych i 75 proc. wiatrowych².

Szacunki z grudnia 2023 r., czyli tzw. RDNA3, wskazują, że wartość zniszczeń w ukraińskiej energetyce wyniosła 10,6 mld dol. (Bank Światowy, 2023b). Na początku 2023 r. (tzw. RDNA2, stan na 24 lutego 2023 r.) wartość zniszczeń w energetyce była szacowana na 8,8 mld dol. (Bank Światowy, 2023a). Zniszczenia samej infrastruktury służącej wytwarzaniu energii elektrycznej były szacowane w grudniu 2023 r. na około 4,9 mld dol. (3,9 mld dol. w RDNA2), infrastruktury przesyłowej

na 2,15 mld dol. (1,9 mld dol. w RDNA2), a infrastruktury dystrybucyjnej na ok. 430 mln dol. (404 mln dol. w RDNA2). Wymienione kwoty nie obejmowały zniszczeń infrastruktury ciepłowniczej, które zostały oszacowane na 2,1 mld dol. w grudniu 2023 r. i 1,2 mld dol. pół roku wcześniej. Do tego należy doliczyć zniszczenia w sektorze gazowym (1,3 i 1,2 mld dol. według szacunków z grudnia i lutego 2023 r.) oraz sektorze naftowym (1,7 mld dol. w obu szacunkach).

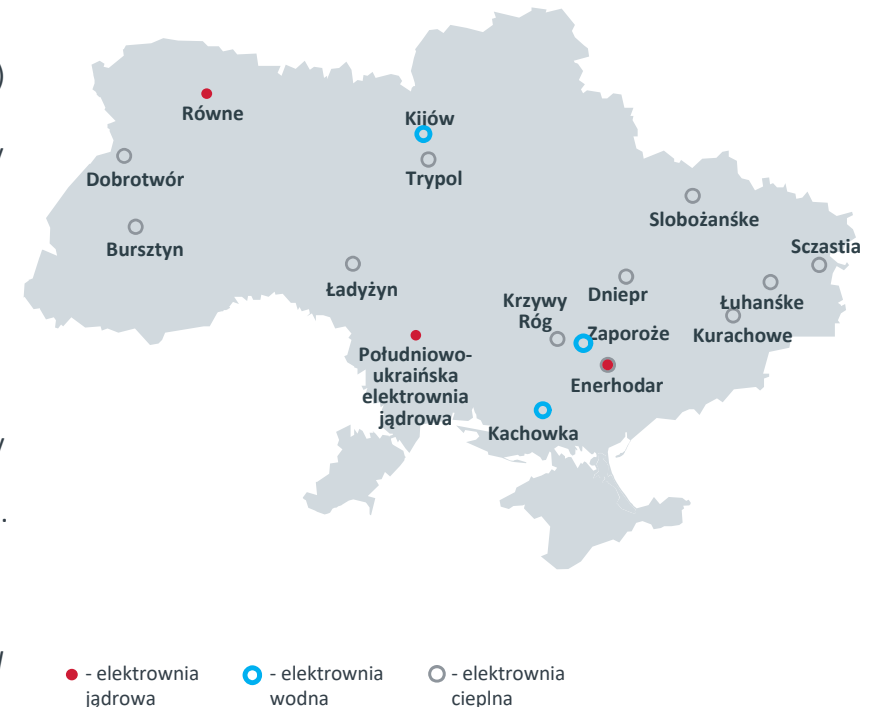
Ogólne potrzeby modernizacji sektora energetycznego Ukrainy były szacowane w grudniu 2023 r. na 47,1 mld dol. w ciągu 10 lat. To znacznie więcej niż sama wycena zniszczeń - odbudowa systemu energetycznego będzie musiała być realizowana w zupełnie innym standardzie niż system istniejący przed wojną. Najwięcej środków potrzebują obwody zaporoski, charkowski i doniecki.

Należy zakładać, że stan zniszczeń, a więc również potrzeby są obecnie większe niż na koniec 2023 r. W raporcie KSE z połowy 2024 r. jest mowa o 50,5 mld dol., które są potrzebne na powojenną modernizację sektora (Pidubnyi i Goriunov, 2024). Wszelkie szacunki kosztów odbudowy należy przyjmować z ostrożnością. Często biorą one pod uwagę również terytoria znajdujące się pod okupacją rosyjską, a do tego zakładają nie tylko powrót do stanu sprzed wojny, ale realizację zasady *build back better*, czyli tworzenie w Ukrainie mniej emisyjnego i bardziej rozproszonego systemu energetycznego.

1 – Dostęp 5 września 2024 r.: <https://www.ft.com/content/4d583259-7565-4cbc-972e-ea77f4a76175>

2 – Dostęp 5 września 2024 r.: https://kse.ua/wp-content/uploads/2024/06/KSE_Vpliv-vii--ni-na-energetiku-UA-1.pdf

Rys. 25. Główne ukraińskie elektrownie zaatakowane przez Rosję



Na mapie zaznaczono lokalizacje elektrowni, a nie ich nazwy własne. Stan na 5 września 2024 r.

Źródło: Opracowanie BGK na podstawie ogólnodostępnych danych Ministerstwa Energetyki Ukrainy

” Rosji chodzi o to, by o Ukrainie
myśleć tylko w kontekście
krótkoterminowym.

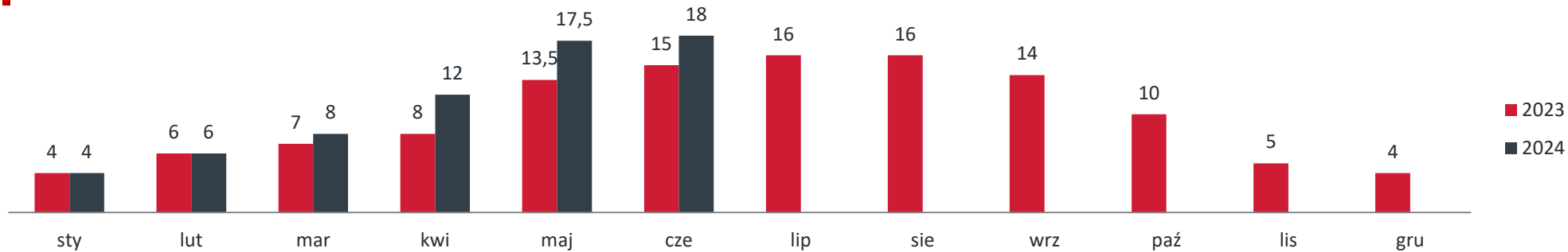
“

Maciej Zaniewicz
Ekspert Forum Energii

UA

Budowa odpornego na ataki systemu energetycznego wymagałaby dodatkowych inwestycji rządu 12-13 mld euro

Rys. 26 Udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej w danym miesiącu [proc.]



Źródło: ExPro Consulting.

Według Volodymyra Kudrytskyiego, byłego szefa spółki Ukrenergo, odzyskanie utraconych 9 GW mocy nie będzie możliwe przed zimą 2024-25. W związku z tym system energetyczny Ukrainy będzie borykał się z trudnościami, ale całkowita przerwa w dostawie prądu też jest mało prawdopodobna. Kluczowe znaczenie ma odgrywać import energii elektrycznej z Europy.

Kudrytskyi wskazuje, że w dłuższej perspektywie konieczne jest zwiększenie roli zdecentralizowanych źródeł energii, odporniejszych na ataki¹.

Ukrenergo szacuje, że budowa odpornego na ataki systemu elektroenergetycznego wymagałaby powstania w Ukrainie nowych źródeł energii o mocy przekraczającej 12 GW. Ich budowa zajęłaby 3-4 lata i kosztowała 12-13 mld euro. Na wspomniane 12 GW nowych mocy składałoby się 4 GW energii wiatrowej, 3,8 GW energii słonecznej, 1,4 GW energii

gazowej, 1,1 GW energii wytwarzanej przez elektrownie ciepłe z biopaliw oraz 0,8 GW mocy magazynów energii.

Szacunki te dotyczą wyłącznie nowej, rozproszonej generacji, a nie odbudowy uszkodzonych obiektów o dużej skali.

Rozwój generacji rozproszonej był wyraźnie widoczny już pod koniec 2022 r. Wiązało się to z nasilającymi się atakami Rosji na infrastrukturę energetyczną Ukrainy. Od tego czasu podobne projekty realizowane są w całym kraju, ale ich tempo jest powolne. Latem 2023 r. przyjęto jednak ustawę o zielonej transformacji systemu elektroenergetycznego, w której między innymi wprowadzono instytucję „aktywnego odbiorcy”. Rozwiązanie to pozwala każdemu, kto spełnia określone warunki techniczne, wytwarzać energię elektryczną na własne potrzeby, a nadwyżki sprzedawać do sieci. Tym samym, wzmocniono rozwój OZE na najniższym szczeblu. Duże zapotrzebowanie na budowę generacji rozproszonej istnieje

obecnie po stronie przedsiębiorstw przemysłowych, szpitali i obiektów handlowych.

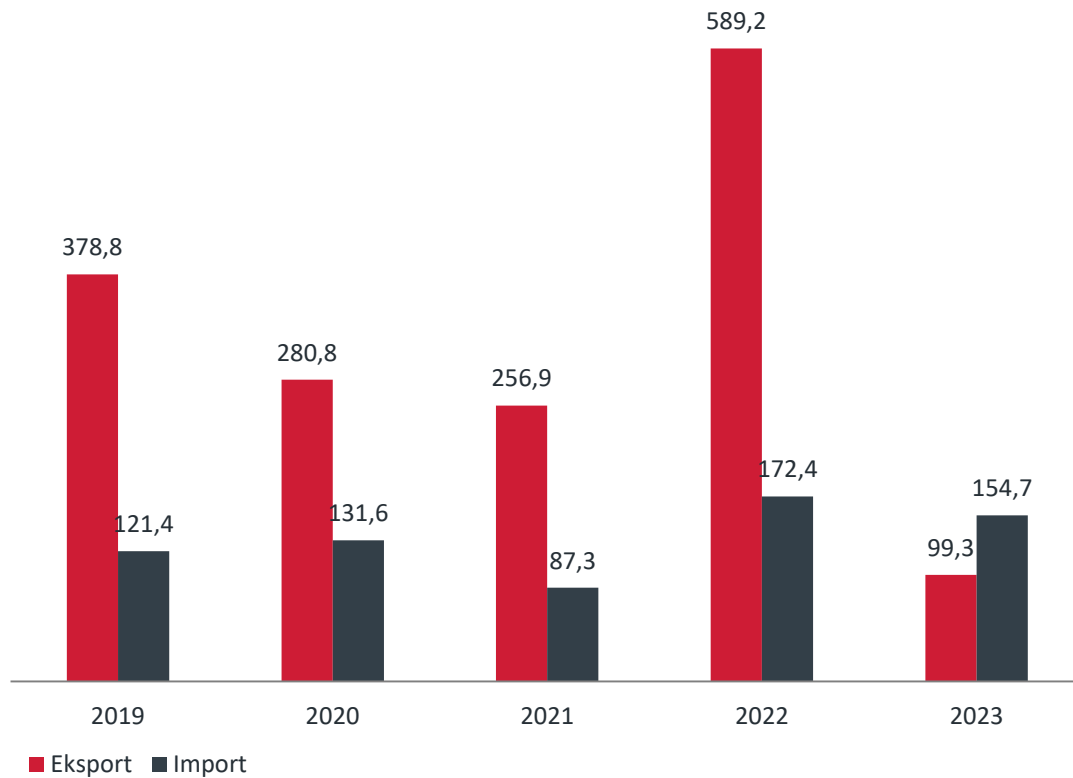
Znaczenie OZE rośnie wraz z nasileniem się ataków na infrastrukturę energetyczną Ukrainy. W czerwcu 2024 r. udział OZE w strukturze produkcji energii elektrycznej osiągnął 18 proc., podczas gdy rok wcześniej było to 15,1 proc.

Udział OZE w I półroczu 2024 r. wyniósł 9,8 proc., czyli o 1,2 p.p. więcej niż w 2023 r. Produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wzrosła w 2024 r. o 12 proc.. Obecnie 75 proc. energii elektrycznej wytwarzanej z OZE to energia ze słońca. Biorąc pod uwagę krytyczne znaczenie OZE dla bezpieczeństwa energetycznego Ukrainy, ich aktualna moc oraz tempo rozwoju są nadal niezadowolające. W 2023 r. zainwestowano w OZE jedynie 150 mln dol.

1 – Dostęp 5 września 2024 r.: <https://www.bbc.com/ukrainian/articles/cn02kqvwnrwo>

W 2023 r. Ukraina stała się importтером netto energii elektrycznej

Rys 27. Eksport i import energii elektrycznej z Ukrainy w latach 2019-23 [mln dol.]



Źródło: UkraineInvest oraz DixiGroup

W 2023 r. Ukraina wyeksportowała 366,5 GWh energii elektrycznej o wartości 99,3 mln dol. Było to sześć razy mniej niż w 2022 r. oraz prawie dwa i pół razy mniej niż w 2021 r. Rosyjskie ataki na infrastrukturę istotnie ograniczyły zdolności wytwórcze i przesyłowe ukraińskiego systemu energetycznego. Eksport energii elektrycznej był nawet okresowo całkiem wstrzymany (od października 2022 r. do kwietnia 2023 r.). Energia eksportowana w 2023 r. przez Ukrainę była generowana przede wszystkim przez elektrownie jądrowe.

Stosunkowo niewielkie ilości energii elektrycznej, które udało się wyeksportować w 2023 r. trafiły na Słowację (41 proc., 150,1 GWh), do Mołdawii (40 proc., 148,4 GWh), Polski (15 proc., 53,4 GWh) i Rumunii (4 proc., 14,7 GWh). Ograniczenie eksportu ukraińskiej energii nie było zagrożeniem dla stabilności żadnego zachodniego państwa, bo jej dostawy nigdy nie stanowiły dla nich kluczowego źródła zaopatrzenia.

W 2023 r. Ukraina zaimportowała 806,4 GWh energii elektrycznej o wartości 154,7 mln dol. To oznacza, że w 2023 r. stała się ona

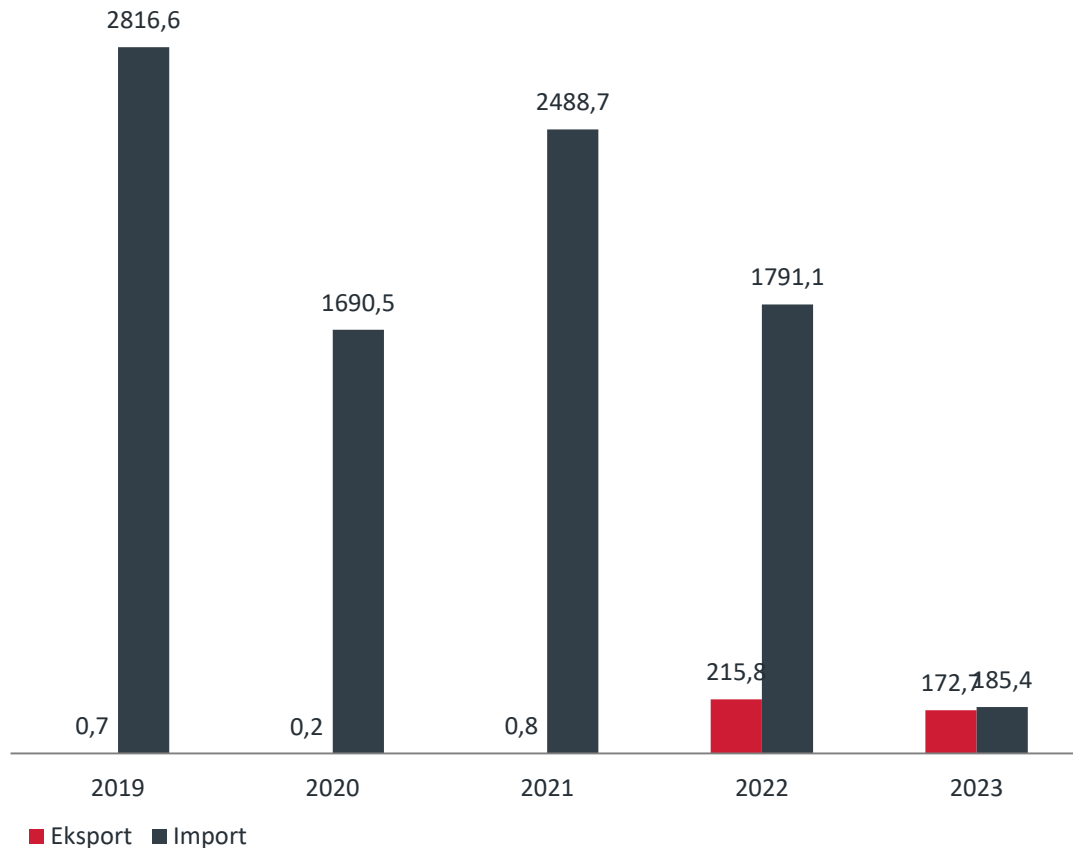
importerem netto energii elektrycznej. Wartość zakupionej energii elektrycznej spadła o 10 proc. w porównaniu do 2022 r., ale już w zestawieniu z 2021 r. wzrosła o 77 proc. Wolumen importu energii przez Ukrainę do 2024 r. pozostawał na względnie stabilnym poziomie (inaczej niż wolumen eksportu).

Energia importowana do Ukrainy w 2023 r. pochodziła ze Słowacji (69 proc., 558,6 GWh), Rumunii (13 proc., 103,1 GWh), Mołdawii (10 proc., 84,1 GWh) i Polski (8 proc., 60,7 GWh).

W pierwszej połowie 2024 r. import energii elektrycznej do Ukrainy wyniósł 1,9 tys. GWh. W ostatnich miesiącach Ukraina wielokrotnie zwiększyła skalę zakupów energii na rynkach zagranicznych (prawie sześciokrotnie w porównaniu z pierwszą połową 2023 r.). Nieco zmieniła się też lista kluczowych dostawców energii. Znalazły się na niej Węgry (40 proc.), Słowacja (21 proc.), Rumunia (19 proc.), a także Polska i Mołdawia (w przypadku Mołdawii w większości był to reimport z Rumunii).

W warunkach wojennych Ukraina była też zmuszona do zmiany kierunków dostaw surowców energetycznych oraz wzmocnieniu wydobycia

Rys 28. Eksport i import węgla kamiennego z Ukrainy w latach 2019-23 [mln dol.]



Źródło: Expro Consulting

W 2022 r. odnotowano znaczący wzrost eksportu ukraińskiego węgla (z 0,8 mln dol. w 2021 r. do 215,8 mln dol). W 2023 r. wyeksportowano 670,7 tys. t węgla koksowniczego o wartości 172,7 mln dol. Głównymi odbiorcami ukraińskiego węgla były w 2023 r. Indie (33 proc.), Słowacja (27 proc.), Włochy (16 proc.) i Węgry (13 proc.). Od końca 2023 r. obowiązuje zakaz eksportu niektórych rodzajów węgla, w tym antracytu i innych twardych odmian węgla kamiennego.

W 2023 r. istotnie ograniczono za to import węgla kamiennego (do 0,7 mln ton wobec 4,6 mln t w 2022 r. i 19,6 mln t w 2021 r.). Koszty zakupu węgla w 2023 r. wyniosły 185,4 mln dol., czyli ponad sześć razy mniej niż w 2022 r. i trzynaste razy mniej niż w 2021 r. Węgiel importowany przez Ukrainę pochodził z trzynastu kierunków, ale 82 proc. zapewniły Polska, Stany Zjednoczone i Australia.

Do 2023 r. to Rosja była głównym dostawcą węgla na Ukrainę. W 2022 r. odpowiadała za 42 proc. importu, a w 2021 r. za 67 proc. (wartościowo 1,55 mld dol. w 2021 r., 0,43 mld dol. w 2022 r. przy zaledwie 148 tys. dol.

w 2023 r.).

W 1. kw. 2024 r. wzrosła produkcja węgla w Ukrainie (wzrost o 24 p.p. w porównaniu do stycznia). Uzupełniono też stan zapasów węgla w magazynach ukraińskich spółek energetycznych - pod koniec marca miały wynosić 1,2 mln ton węgla. Aktualny stan zapasów surowca nie jest upubliczniany z przyczyn bezpieczeństwa.

Znaczenie węgla w ukraińskiej energetyce będzie spadać. Do 2035 r. planuje się wycofanie węgla z mixu energetycznego kraju. Rząd jeszcze w 2021 r. opracował plan sprawiedliwej transformacji regionów górniczych do 2030 r. Program ten ma być realizowany zgodnie z planem. Program transformacji obejmuje prawie 20 hromad z obwodów: wołyńskiego, dniepropietrowskiego, donieckiego, ługańskiego i lwowskiego.

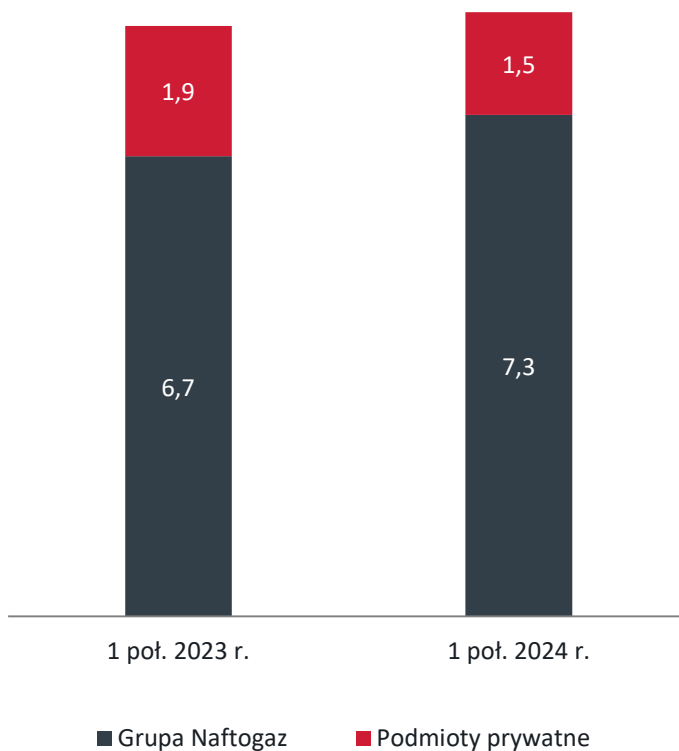
Dalsze przesunięcie linii frontu na zachód mogłoby wpłynąć negatywnie na wydobycie węgla kamiennego, ponieważ część ukraińskich kopalni leży obecnie w niewielkiej odległości od frontu. To oznaczałoby wzrost importu węgla.

1 – Dostęp 6 września 2024 r.: <https://mev.gov.ua/novyna/z-pochatku-roku-vydobutok-vuhillya-na-derzhavnykh-shakhtakh-zris-na-ponad-24>.

2 – Dostęp 6 września 2024 r.: <https://mev.gov.ua/reforma/transformatsiya-vuhilnykh-rehioniv>.

Pomimo trwającej wojny Ukraina rozwija odnawialne źródła energii, energetykę jądrową i wydobywanie gazu

Rys. 29. Wydobywanie gazu w Ukrainie w pierwszych połowach lat 2023 i 2024 [mld m³]



Zgodnie z ukraińskim Narodowym planem na rzecz energii i klimatu do 2030 r. (NPREiK), OZE mają do 2030 r. odpowiadać za produkcję 27 proc. energii elektrycznej w Ukrainie.

Przyjęta w maju 2023 r. i dotychczas niepublikowana Strategia Energetyczna Ukrainy do 2050 r., przedstawiona w Londynie w czerwcu 2023 r., zapowiada inwestycje w budowę mocy wytwórczych OZE sięgające 280,5 mld dol. do 2050 r. Przeważająca część tej kwoty ma zostać zainwestowana w rozwój energetyki wiatrowej (około 134 mld dol.), co powinno pozwolić na zwiększenie mocy tej technologii do 140 GW. Kolejne 62 mld dol. mają zostać przeznaczone na zwiększenie mocy wytwórczych energetyki słonecznej do 94 GW, a 80 mld dol. zainwestowane w energetykę jądrową ma rozwinąć moc ukraińskich elektrowni jądrowych do 30 GW. Około 4,5 mld dol. planuje się też przeznaczyć na rozwój wodoru, co według oczekiwań ma przełożyć się na wzrost mocy tej technologii do 9 GW¹.

Dla porównania, w 2022 r. moc zainstalowana w OZE wzrosła o 312 MW, a w 2023 r. o 350 MW. Przyrost zapewniały nowe elektrownie słoneczne i wiatrowe, a także biogaz i małe elektrownie wodne.

Ukraińskie władze podkreślają znaczenie rozwoju energetyki jądrowej – plany w tym zakresie mają być realizowane niezależnie od sytuacji. Minister energii Herman Hałuszczenko

wymienia następujące projekty²:

- Budowę dwóch nowych bloków w Chmielnickej Elektrowni Jądrowej (co ma dać dodatkowe 2,2 GW mocy) za środki Energoatomu oraz kredyty. Decyzja w tym zakresie została podjęta przez parlament w czerwcu 2024 r.
- Zakup dwóch reaktorów jądrowych rosyjskiego typu z Bułgarii za około 600 mln dol. W parlamencie trwają obecnie dyskusje dotyczące zasadności tej inwestycji.
- Instalację nowych reaktorów we współpracy z Westinghouse. Energoatom kooperuje w tym zakresie z amerykańską spółką od 2022 r.

Ukraina kontynuuje również rozwój wydobywania gazu ziemnego. W NPREiK założono, że według podstawowego scenariusza Ukraina zwiększy wydobycie gazu do około 20 mld m³ w latach 2024-2025 (o 8 proc.), a w kolejnych latach do 21 mld m³ (o dalsze 7,5 proc.)³.

O ile dla podmiotów prywatnych inwestycje tego typu staną się bezpieczne i opłacalne zapewne dopiero po wojnie, widoczny jest wzrost aktywności podmiotów państwowych.

1 – Dostęp 6 września 2024 r.: <https://www.energy-community.org/implementation/package/NECP.html> oraz <https://ua-energy.org/uk/posts/yaroslav-demchenkov-postupovo-do-2035-roku-realno-vidmovyvtysia-vid-vuhillia>

2 – Dostęp 6 września 2024 r.: <https://www.kmu.gov.ua/news/herman-halushchenko-maiemo-paralelno-rozvyvaty-atomnu-i-rozpodilenu-heneratsiiu>.

3 – Dostęp 9 września 2024 r.: <https://me.gov.ua/Documents/Detail?lang=uk-UA&id=17f558a7-b4b4-42ca-b662-2811f42d4a33&title=NatsionalniiPlanZEnergetikiTaKlimatuNaPeriodDo2030-Roku>.

Źródło: [Naftogaz](#) oraz Energy Map Ukraine

3

Współpraca
krótkookresowa oraz
odbudowa i transformacja

Nie wszystkie obszary potencjalnej współpracy Polski i Ukrainy w zakresie energetyki są równie realistyczne



Polska od samego początku wojny jest silnie zaangażowana w wielopłaszczyznowe wspieranie Ukrainy. Ta pomoc dotyczy również ukraińskiego systemu energetycznego. Na kolejnych stronach raportu prezentujemy kilka obszarów potencjalnej współpracy Polski i Ukrainy w zakresie szeroko rozumianej energetyki. W oparciu o analizę danych zastanych i rozmowy z ekspertami, każdemu z tych obszarów przypisaliśmy prawdopodobieństwo realizacji w krótkim, średnim i długim okresie. Choć nasze oceny mają charakter poglądowy, pozwalają dostrzec istotne różnice pomiędzy poszczególnymi pomysłami zgłaszanymi przez ekspertów, polityków i komentatorów. Taka ocena pozwala też zidentyfikować obszary szczególnie obiecujące – takie, na których powinna skupić się uwaga

decydentów, zarówno w najbliższych miesiącach, jak i w okresie powojennej odbudowy.

Ocena perspektyw współpracy Polski i Ukrainy oraz pól ewentualnej konkurencji pomiędzy tymi państwami jest niewykonalna bez przyjęcia jakiegokolwiek bazowego scenariusza zakończenia konfliktu. Od tego jak zakończy się wojna będzie zależało do jakich zasobów będzie miała dostęp Ukraina, a więc jakie będą jej potrzeby i przewagi. Na użytek tego raportu przyjmujemy przebieg linii frontu i stan ukraińskiego systemu elektroenergetycznego z dnia publikacji raportu (początek października 2024 r.) jako punkt odniesienia. Stan ten został opisany w rozdziale 2. raportu.

Przez krótki okres rozumiemy perspektywę najbliższej zimy, a więc 4. kw. 2024 r. i 1. kw. 2025 r. Perspektywa średniookresowa to najbliższe 2-3 lata. Jako długi okres należy rozumieć czas powojennej odbudowy i transformacji systemu energetycznego oraz gospodarki Ukrainy, w którym Ukraina może swobodnie realizować wybraną przez siebie strategię.

” To, jak szybko osiągnięto w Polsce istotny przyrost energii produkowanej z OZE przez **prosumentów**, to dobra lekcja dla Ukrainy.

“

Piotr Cudny
Przedstawiciel PGE

Polskie doświadczenia związane z integracją europejską mogą być dla Ukrainy bezcennym wsparciem

Wsparcie w integracji systemu energetycznego Ukrainy z Zachodem

Ukraiński operator systemu przesyłowego Ukrenergo został dołączony do europejskiej sieci elektroenergetycznej ENTSO-E jako obserwator w kwietniu 2022 r., a od początku 2024 r. jest już członkiem stowarzyszenia¹. Integracja sieci elektroenergetycznych nie tylko zwiększa bezpieczeństwo energetyczne państw zrzeszonych, bo w razie lokalnej awarii pozwala na natychmiastowe uzupełnienie brakującej mocy, ale również obniża koszty funkcjonowania krajowych systemów poprzez ograniczenie konieczności utrzymywania wysokich rezerw mocy w krajowych systemach. Dla Polski oznacza to chociażby zmniejszenie zużycia węgla w celu utrzymywania mocy rezerwowych.

Dołączenie do ENTSO-E to jednak dopiero początek integracji Ukrainy z Europą, także w kontekście elektroenergetycznym. Mapa drogowa ukraińskiej akcesji do Unii Europejskiej zawiera cały szereg wymogów dotyczących energetyki i klimatu, które strona ukraińska musi spełnić, począwszy od opracowania krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, a skończywszy na wdrożeniu unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (ETS)².

Integracja Ukrainy w ramach regionu wyznaczania zdolności przesyłowych (*Capacity Calculation Regions, CCR*) jest kolejnym etapem pogłębiania współpracy w zakresie energetyki

z państwami Europy Zachodniej. Polska wraz z Ukrainą i innymi krajami regionu ma tworzyć jeden z podregionów, w ramach którego określone zostaną ramy prawne dotyczące wyznaczania kosztów i warunków wymiany energii. Integracja w ramach CCR wymaga ogromnych nakładów na wdrożenie regulacji i rozwiązań technologicznych, dzięki którym system będzie mógł sprawnie funkcjonować. Ze względu na trudną sytuację bieżącą Ukraina zawiesiła jednak zdecydowaną większość inicjatyw strategicznych.

Polska, jako państwo członkowskie Unii Europejskiej, funkcjonuje od wielu lat w warunkach określanych przez unijne regulacje, a jednocześnie jest państwem, w którym wciąż istnieje pamięć instytucjonalna związana z procesem akcesji. Wydaje się, że te doświadczenia powinny być dla Ukrainy szczególnie cenne w okresie negocjacji akcesyjnych i dostosowywania krajowego prawa do europejskich standardów.

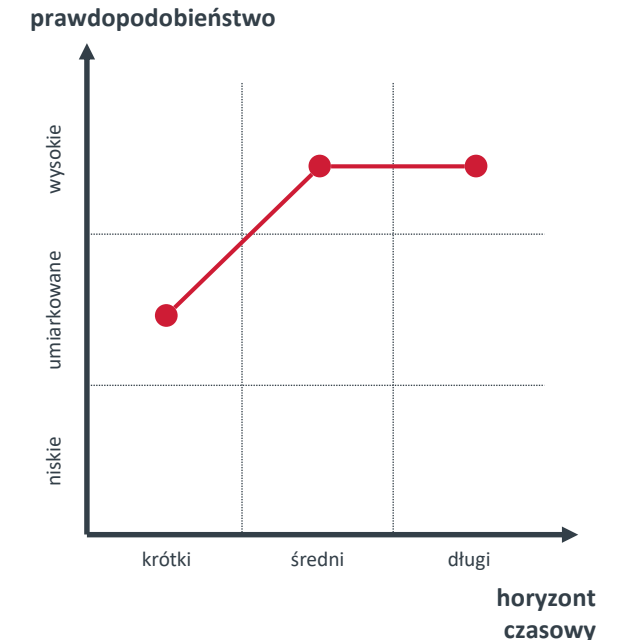
Warunki powodzenia:

1. Wspieranie Ukrainy w podejmowaniu inicjatyw strategicznych, ukierunkowanych na pogłębienie więzi z Europą Zachodnią.
2. Nawiązanie stałej współpracy polegającej na budowie kapitału ludzkiego poprzez wymianę doświadczeń

związanymi z integracją europejską.

Ocena:

Zarówno prawdopodobieństwo, jak i zasadność nawiązania eksperckiej współpracy pomiędzy Polską i Ukrainą wydają się **wysokie. To prawdopodobieństwo będzie dodatkowo rość wraz z przyspieszaniem integracji europejskiej Ukrainy.**



1 – Dostęp 26 września 2024 r.: <https://balticwind.eu/pl/ukraiński-operator-systemu-przesyłowego-npc-ukrenergo-dolacza-do-entso-e/>.

2 – Dostęp 26 września 2024 r.: <https://greendealukraina.org/products/analytical-reports/the-energy-and-climate-roadmap-18-12-23>.

[reports/the-energy-and-climate-roadmap-18-12-23](https://greendealukraina.org/products/analytical-reports/the-energy-and-climate-roadmap-18-12-23).

Polska transformacja i odbudowa Ukrainy będą wymagały wykorzystania podobnych technologii i zasobów

Ryzyko konkurencji o dostęp do zasobów i technologii

Transformacja energetyczna Polski oraz odbudowa ukraińskiego systemu elektroenergetycznego to procesy, które bez wątpienia będą w jakimś stopniu przebiegać równolegle. To oznacza, że Polska i Ukraina będą przynajmniej częściowo konkurować o dostęp do tych samych urządzeń, części, usług budowlanych i pracowników. Należy przy tym pamiętać, że Polska i Ukraina nie będą jedynymi państwami, które w najbliższych dekadach będą intensywnie inwestować w swoją energetykę.

Koszt realizacji projektów energetycznych zaplanowanych w Polsce szacuje się obecnie na 530 mld zł. Koszt odbudowy zniszczonego systemu energetycznego w Ukrainie szacuje się z kolei na 50,5 mld dol. (Pidubnyi i Goriunov, 2024), a przewidywany koszt transformacji ukraińskiego systemu wyniesie do 2050 r. nawet czterokrotnie więcej (Zaniewicz, 2024). Z jednej strony każdy z krajów ma własny docelowy miks energetyczny i tym samym indywidualne potrzeby inwestycyjne. Dodatkowo, realizacja poszczególnych inwestycji nie musi odbywać się zawsze na tym samym etapie, co zdaje się mitygować konkurencję pomiędzy krajami o zasoby, pracowników i ekspertów. Z drugiej strony będzie stanowić silny impuls popytowy, który najprawdopodobniej doprowadzi do wzrostu cen komponentów i usług budowlanych w branży energetycznej. Zbieg w czasie transformacji polskiej energetyki i

odbudowy ukraińskiego systemu energetycznego będzie też prawdopodobnie skutkować przeciągającymi się postępowaniami przetargowymi oraz opóźnieniami w realizacji kolejnych projektów.

Warto zauważyć, że niektóre skutki nakładania się procesu odbudowy ukraińskiej energetyki i transformacji polskiego systemu trudno ocenić. Przykładowo, Ukraina planuje rozwój mocy jądrowych, w tym rozbudowę Chmielnickiej Elektrowni Jądrowej, przy wsparciu Westinghouse. Co więcej, Ukraina już obecnie współpracuje z Westinghouse w zakresie dostaw paliwa jądrowego, a dodatkowo rozpoczyna też współpracę dotyczącą rozwoju małych reaktorów modułowych (SMR)¹. Ta sama firma odpowiada za technologię, która ma zostać wykorzystana w pierwszej polskiej elektrowni jądrowej (reaktory AP1000). To prawdopodobnie otwiera pewne pole do współpracy i wymiany doświadczeń, ale w pewnych okolicznościach może też być obszarem konkurencji.

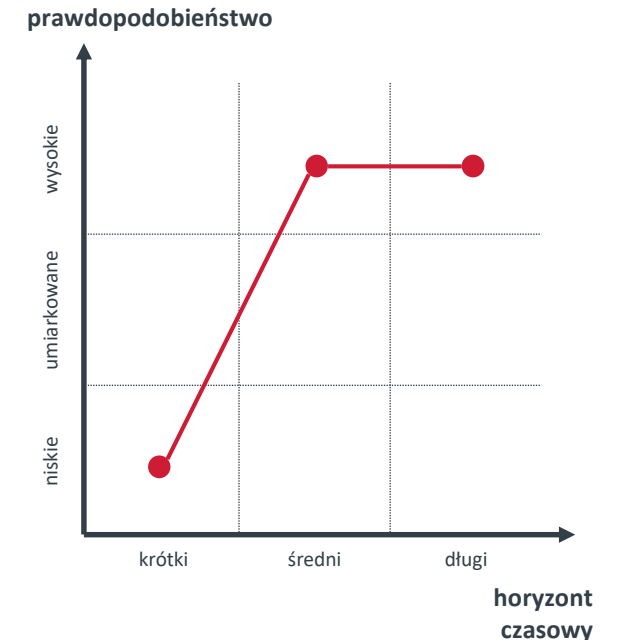
Warunki ograniczające ryzyko:

1. Realizacja możliwie dużej części transformacji polskiego systemu energetycznego zanim rozpocznie się zasadnicza faza modernizacji ukraińskiego systemu elektroenergetycznego.
2. Rozwój możliwości podaźowych dostawców działających na

rynku energetycznym.

Ocena:

Konkurencja o dostęp do technologii i zasobów pomiędzy Polską i Ukrainą wystąpi z **bardzo dużym prawdopodobieństwem**. Skala wyzwania będzie jednak zależała od wielu czynników, których obecnie nie da się przewidzieć (przede wszystkim termin i skala odbudowy).



1 – Dostęp 27 września 2024 r.: <https://www.pap.pl/mediaroom/westinghouse-gratuluje-energoatom-rozpozecia-prac-nad-budowa-bloku-w-technologie-ap1000r>.

Obiecującym pomysłem wydaje się przekazanie Ukrainie sprawnych elementów polskich bloków węglowych, które są sukcesywnie wyłączane

Przekazanie Ukrainie części z wyłączanych w Polsce bloków węglowych

Polskie elektrownie węglowe oraz elektrownie węglowe działające w Ukrainie funkcjonują w oparciu o podobne technologie. Pomimo sukcesywnego niszczenia przez Rosję mocy wytwórczych, ukraińskie elektrownie węglowe wciąż mają duże znaczenie. Polskie bloki węglowe będą natomiast stopniowo wyłączane zgodnie z ustalonym harmonogramem. Według szacunków Forum Energii do 2030 r. moc polskich elektrowni węglowych spadnie z 29 GW do 5,4 GW. Pierwszych poważnych wyłączeń można oczekiwać po 2025 r., gdy przestanie obowiązywać część obecnie wiążących kontraktów mocy¹.

Elementy polskich bloków węglowych, które będą wyłączane w najbliższym czasie, jak również części podlegające wymianie w wyniku ich naturalnej eksploatacji przez przewidziany czas, mogłyby służyć jako tanie i łatwo dostępne części zamienne dla uszkodzonych instalacji ukraińskich. Zdecydowana większość z nich to części, które są sprawne, do końca były wykorzystywane do produkcji energii i z powodzeniem mogłyby działać jeszcze przez jakiś czas.

Istnieje lista potrzeb przygotowana przez DTEK², która mogłaby stanowić punkt wyjścia dla organizacji całego procesu. Polskie spółki energetyczne powinny przygotować listę części ze starych bloków węglowych w zadowalającym stanie, które mają do dyspozycji. Cały proces powinien być koordynowany na szczeblu

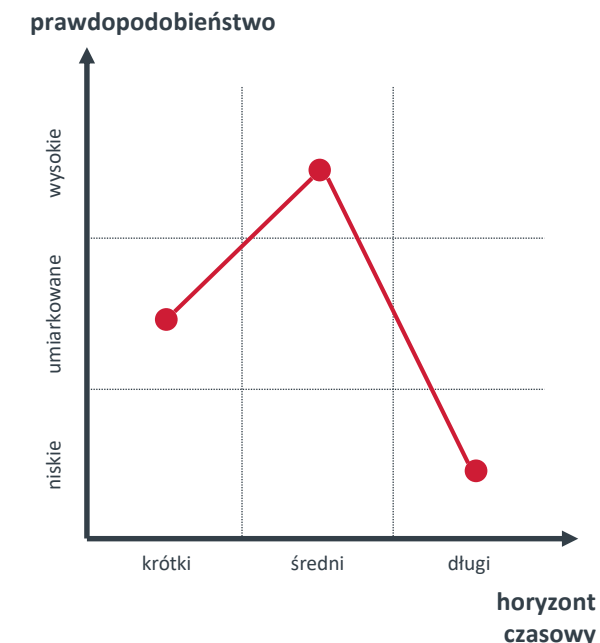
państwowym.

Warunki powodzenia:

1. Inwentaryzacja części polskich bloków węglowych, które mogłyby zostać przekazane Ukrainie (wraz z oceną ich stanu) i porównanie tak powstałej listy z listą potrzeb ukraińskich elektrowni.
2. Ustalenie warunków przekazania części i koordynacja procesu.

Ocena:

Możliwość przekazanie Ukrainie elementów polskich elektrowni węglowych, które są sukcesywnie wyłączane z użytku należy ocenić jako **prawdopodobne w krótkim okresie. Prawdopodobieństwo powinno wzrosnąć w średnim okresie ze względu na to, że czas powinien ułatwiać organizację całego procesu. Wykorzystanie elementów polskich bloków węglowych oceniamy jednak jako mało prawdopodobne w długiej perspektywie – po wojnie Ukraina będzie odbudowywała moce wytwórcze w oparciu o nowe technologie.**



1 – Dostęp 12 września 2024 r.: <https://www.forum-energii.eu/po-2025-r-wegiel-bedzie-wychodzil-z-polskiego-systemu-energetycznego-falami>.

2 – Dostęp 12 września 2024 r.: <https://dtek.com/en/we-need-your-help/>.

Ukraina ma potencjał, aby w przyszłości stać się jednym z kluczowych dostawców gazu do Polski

Intensyfikacja wymiany gazu ziemnego

Polska dysponuje obecnie możliwościami importu gazu, które przewyższają nasze zapotrzebowanie. Z drugiej strony, gaz wydobywany przez Ukrainę niemal w całości pokrywa zapotrzebowanie Kijowa, a brakujące wolumeny uzupełnia gaz zgromadzony wcześniej w podziemnych magazynach i dostawy rewersowe z Węgier czy Słowacji – Ukraina ma z tymi państwami zdecydowanie lepsze połączenia gazociągowe niż z Polską. Wydaje się, że obecne zapotrzebowanie, dostępna infrastruktura i istniejące już powiązania gospodarcze czynią intensyfikację wymiany gazu pomiędzy Polską i Ukrainą dość mało prawdopodobną.

Perspektywa głębszej współpracy wydaje się nieco bardziej prawdopodobna w dłuższej perspektywie. Terminal LNG w Świnoujściu, Baltic Pipe oraz pływający terminal typu FSRU w Gdańsku, który ma zostać otworzony w 2028 r., w krótkim i średnim okresie będą zapewniały dostawy gazu w zupełności pokrywające potrzeby Polskiej gospodarki. Plany dotyczące kształtu polskiego miksu energetycznego zakładają jednak, że znaczenie generacji energii z gazu będzie w najbliższych dekadach kluczowe. Jeżeli plany dotyczące przyszłego miksu energetycznego będą konsekwentnie realizowane, Polska będzie musiała zwiększyć import gazu. Ukraina mogłaby stać się jednym z wiodących dostawców tego surowca do Polski, kraj ten

dysponuje dużymi złożami oraz największymi magazynami w Europie, znajduje się również stosunkowo blisko polskiego rynku.

Gdyby w przyszłości Ukraina była w stanie utrzymać wydobycie gazu przekraczające wewnętrzne potrzeby kraju, a przepustowość istniejącego gazociągu została by zwiększona, współpraca mogłaby okazać się atrakcyjna zarówno dla Polski, jak i Ukrainy.

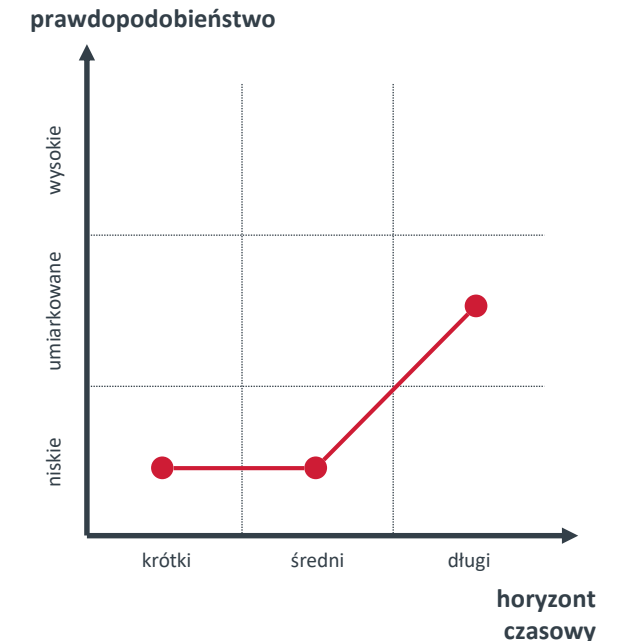
Nieco odrębnym pomysłem jest współpraca w zakresie wykorzystania magazynów gazu zlokalizowanych w Ukrainie przy granicy z Polską. Na początku 2024 r. z magazynów tych korzystało ponad tysiąc przedsiębiorców z 29 krajów¹. Magazyny te mogłyby stać się elementem regionalnego hubu gazowego, do stworzenia którego aspiruje Polska. Gdyby ukraińskie magazyny stały się elementem europejskiej infrastruktury gazowej, wydatnie podniosłoby to bezpieczeństwo energetyczne regionu.

Warunki powodzenia:

1. Utrzymanie przez Ukrainę zdolności wydobywczych przekraczających wewnętrzne zapotrzebowanie na gaz ziemny.
2. Rozbudowa infrastruktury gazowej łączącej Polskę i Ukrainę.

Ocena:

Ze względu na to, że zapotrzebowanie Polski i Ukrainy na gaz jest obecnie zaspokajane z wykorzystaniem dostaw z innych kierunków, zwiększenie wymiany pomiędzy tymi krajami jest **bardzo mało prawdopodobne. Prawdopodobieństwo współpracy wydaje się wyższe w dłuższej perspektywie, gdy popyt na gaz wzrośnie.**



1 – Dostęp 26 września 2024 r.: <https://www.pap.pl/aktualnosci/magazyny-gazu-na-ukrainie-kijow-stara-sie-przyciagnac-koncerny-energetyczne-z-ue>.

W pewnych okolicznościach infrastruktura gazowa łącząca Polskę i Ukrainę mogłaby w przyszłości posłużyć do przesyłu biometanu i wodoru

Rozbudowa infrastruktury gazowej z myślą o wodorze

O infrastrukturze gazowej niekiedy myśli się również w kontekście przewidywanego wzrostu znaczenia wodoru i biometanu. Oba paliwa uchodzą za dobre substytuty gazu ziemnego, a infrastruktura pozwalająca na wymianę gazu, po dokonaniu odpowiednich dostosowań, może służyć również do przesyłu i magazynowania wodoru oraz biometanu.

UE w swojej strategii wodorowej wskazuje Ukrainę nie tylko jako kraj perspektywiczny, ale wręcz priorytetowy pod względem produkcji i eksportu zielonego wodoru¹.

Produkcja zielonego wodoru wymaga jednak dużych nadwyżek mocy zainstalowanej w OZE. Ukraina, pomimo dynamicznych zmian w tym obszarze, wciąż nie dysponuje dostateczną mocą instalacji OZE, a wojna ani nie ułatwia realizacji nowych inwestycji, ani nie daje możliwości prognozowania wewnętrznego zapotrzebowania kraju na energię w dłuższym horyzoncie. Sytuacja wygląda za to obiecująco w Polsce. Już dziś moc zainstalowana w OZE wynosi blisko 31 GW, a na przyłączenie do sieci czeka co najmniej kolejne 50 GW. Polska już dziś jest też trzecim w Europie i piątym na świecie producentem wodoru (choć obecnie jest to szary wodór)². Choć Warszawa nie wytwarza obecnie nadwyżek wodoru, dalszy rozwój zdolności produkcyjnych mógłby uzasadnić nawiązanie polsko-ukraińskiej współpracy w zakresie przesyłu i magazynowania wodoru.

Jest to o tyle uzasadnione, że choć Ukraina dostrzega ogromne perspektywy, jakie wiążą się z rozwojem wodoru, ich materializacja wymagałaby podjęcia konkretnych działań i realizacji dużych inwestycji, szacowanych na 100 mld dol. (około 65 proc. PKB Ukrainy).

Polska i Ukraina mają również duży potencjał rozwoju produkcji biometanu – wynika to z dużego znaczenia produkcji żywności, rozwiniętego rolnictwa i sporego wolumenu odpadów organicznych wytwarzanych w gospodarce³. Potencjał produkcji biometanu w Polsce jest szacowany nawet na 8 mld m³, co odpowiada 57 proc. aktualnego importu gazu ziemnego do Polski. Perspektywa produkcji tego gazu jest jednak ograniczana do 3-4 mld m³ przez słabo rozbudowaną sieć przesyłową⁴. Jeśli chodzi o Ukrainę, to potencjał ten może wynosić nawet ponad 20 mld m³. Infrastruktura rozwijana z myślą o wodorze, mogłaby być tymczasowo wykorzystywana do wymiany biometanu.

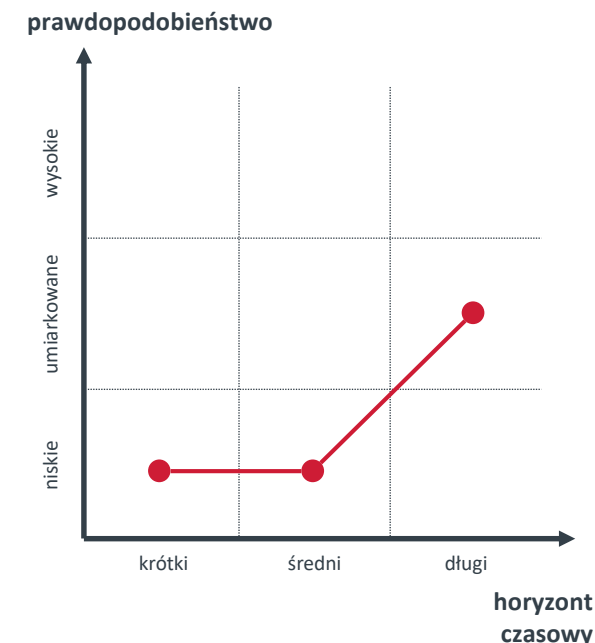
Warunki powodzenia:

1. Rozwój zdolności produkcyjnych zielonego wodoru w Polsce.
2. Rozbudowa infrastruktury gazowej łączącej Polskę i Ukrainę.

Ocena:

Współpraca w obszarze produkcji, dystrybucji i magazynowania wodoru wymaga dużych inwestycji

obejmujących rozbudowę infrastruktury przesyłowej i zwiększenie zdolności produkcyjnych. Konieczna jest też koordynacja działań na wielu płaszczyznach. Biorąc jednak pod uwagę, że zasoby znajdujące się w dyspozycji Polski i Ukrainy będą w długim okresie komplementarne, a wzrost popytu na wodór ze strony Unii Europejskiej jest niemal pewny, współpraca w tym obszarze wydaje się **względnie prawdopodobna**.



1 – Dostęp 26 września 2024 r.: <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2021-10-18/dlugi-marsz-potencjal-energetyki-wodorowej-na-ukrainie>.

2 – Dostęp 26 września 2024 r.: https://www.ev.com/pl_pl/news/2023/03/polska-rewolucja-wodorowa.

3 – Dostęp 26 września 2024 r.: <https://magazynbiomasa.pl/rozwoj-biometanu-w-ukrainie-ma-ogromny-potencjal-jak-dzis-wygladaja-mozliwosci-wschodniego-sasiada/>.

4 – Dostęp 26 września 2024 r.: <https://wysokienapiecie.pl/79075-biometanownia-orkenu-biolng/> oraz <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/rozwoj-biometanu-w-polsce-i-na-zachodzie-14775.html>.

” Przyszłością współpracy obu krajów jest **wodór**. Projekt wodorowy Polski i Ukrainy powinien być projektem wspólnego zainteresowania UE.

“

Yaroslav Demchenkov
Wiceminister Energii Ukrainy
w okresie 2020-2024

Znaczące zwiększenie eksportu energii elektrycznej z Polski na Ukrainę jest w krótkim okresie niezwykle trudne

Uzupełnienie niedoborów energii elektrycznej w Ukrainie importem z Polski

W ciągu roku są okresy, w których Polska dysponuje nadwyżkami taniej energii¹, które potencjalnie mogłaby eksportować na Ukrainę. Przez przeważającą część roku w Polsce nie ma jednak nadwyżek produkcji energii. Należy pamiętać, że przez ostatnią dekadę Polska była w ujęciu rocznym przede wszystkim importerem energii elektrycznej.

Co więcej, poziom rezerw mocy wytwórczych w Polsce spada. W 2023 r. wynosił zaledwie 1,4 GW, najmniej od siedmiu lat (Dusiło, 2023). Dodatkowym wyzwaniem jest harmonogram wyłączeń elektrowni węglowych na lata 2022-2030.

W przestrzeni publicznej pojawił się pomysł, aby wyprodukować nadwyżkę energii z myślą o jej eksporcie na Ukrainę poprzez podtrzymanie mocy wytwórczych w polskich elektrowniach węglowych, które zgodnie z harmonogramem należałoby wygaszać. Pomysł ten ma pewne zalety zarówno dla Polski (utrzymanie zatrudnienia w elektrowniach, wykorzystanie zapasów węgla), jak i Ukrainy, ale wymagałby wyłączenia wyprodukowanej w ten sposób energii z unijnego systemu ETS.

Na ograniczenia podażowe nakładają się jednak problemy o charakterze technicznym. Choć funkcjonuje linia Dobrotwór-Zamość (220 kV), a po wybuchu wojny przywrócona do użytku została też linia energetyczna Rzeszów-Chmielnicka Elektrownia Jądrowa (400 kV), wydaje się, że te połączenia nie rozwiążą

problemu niedostatecznej przepustowości². Co więcej, o ile linia Rzeszów-Chmielnicka Elektrownia Jądrowa udało się przywrócić do działania dość szybko (była to linia zbudowana w latach 80. XX wieku i wyłączona z eksploatacji w latach 90.), to realizacja ewentualnej nowej inwestycji wymagałaby znacznie więcej czasu. Przykładowo, realizowany obecnie projekt Harmony Link, czyli połączenie elektroenergetyczne pomiędzy Polską i Litwą, przewiduje rozpoczęcie prac na rok 2026, a oddanie linii do użytku do końca roku 2030³.

Dodatkowo, europejscy operatorzy systemów energetycznych muszą stosować się do ograniczeń nałożonych przez ENTSO-E z myślą o stanie technicznym sieci w całym regionie. Obecny limit przesyłu energii z państw zrzeszonych w ENTSO-E na Ukrainę wynosi 1,7 GW⁴.

To oznacza, że nawet gdyby udało się wyprodukować w Polsce nadwyżkę energii, to byłaby ona stosunkowo droga, a ograniczone możliwości przesyłowe w najbliższym czasie będą i tak wykluczały wymianę na dużą skalę. Zdecydowanie większe możliwości mają w tym zakresie Węgry, Rumunia i Słowacja.

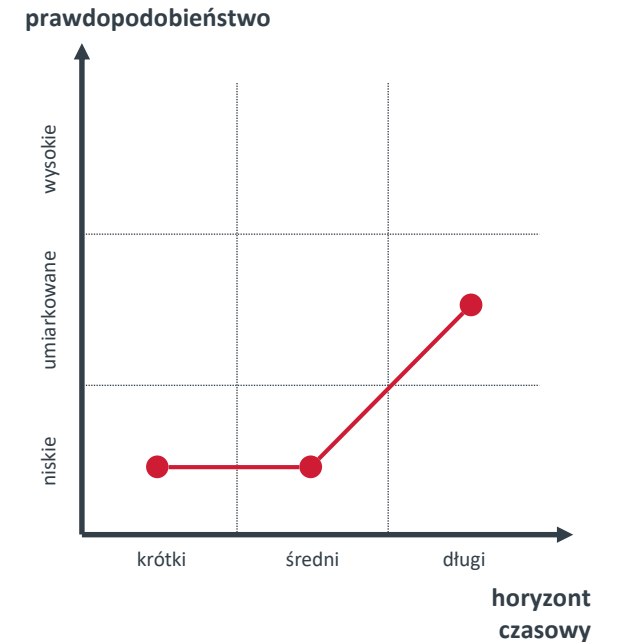
Warunki powodzenia:

1. Wyłączenie energii elektrycznej produkowanej w polskich elektrowniach węglowych z myślą o eksporcie na Ukrainę z unijnego systemu ETS.

2. Rozbudowa linii przesyłowych pomiędzy Polską i Ukrainą, skutkująca podniesieniem limitu przesyłu przez ENTSO-E.

Ocena:

Realizację pomysłu zwiększenia eksportu energii z Polski na Ukrainę w krótkim i średnim okresie należy ocenić jako **bardzo mało prawdopodobną**. Prawdopodobieństwo nieznacznie rośnie w długim okresie.



1 – Dostęp 11 września 2024 r.: <https://www.wnp.pl/energetyka/eksport-pradu-przebil-kolejna-granice-czasem-mamy-tansza-energie-niz-sasiedzi.857277.html>.

2 – Dostęp 11 września 2024 r.: <https://wysokienapiecie.pl/102803-krotki-zywot-pomyslu-z-polskim-pradem-dla-ukrainy/>.

3 – Dostęp 11 września 2024 r.: <https://energetyka24.com/elektroenergetyka/wiadomosci/polska-i-litwa-rozpoznajaja-budowe-mostu-energetycznego-podpisano-wazne-porozumienie>.

[budowe-mostu-energetycznego-podpisano-wazne-porozumienie](https://ua.energy/general-news/european-transmission-system-operators-increase-the-capacity-for-electricity-import-to-ukraine-and-moldova-for-this-winter/).

4 – Limit eksportu energii elektrycznej na Ukrainę został ostatnio zmieniony z 1,7 do 2,1 GW. Nowy limit zacznie obowiązywać od 1 grudnia 2024 r. Dostęp 5 listopada 2024 r.: <https://ua.energy/general-news/european-transmission-system-operators-increase-the-capacity-for-electricity-import-to-ukraine-and-moldova-for-this-winter/>

Nadmiarowy węgiel zgromadzony w Polsce nie nadaje się do wykorzystania w ukraińskich elektrowniach

Eksport na Ukrainę nadwyżek węgla gromadzonego w Polsce

Szacuje się, że na koniec 2023 r. zapasy węgla zgromadzone w Polsce wynosiły już 13,1 mln t, a wobec malejącego znaczenia energii elektrycznej produkowanej przez elektrownie węglowe ilość węgla zalegającego w Polsce powinna rosnąć¹. W przestrzeni publicznej pojawiają się głosy mówiące o tym, że węgiel, którego nie wykorzystają polskie elektrownie mogłby zostać wyeksportowany na Ukrainę i wykorzystany przez tamtejsze elektrownie węglowe do produkcji energii elektrycznej.

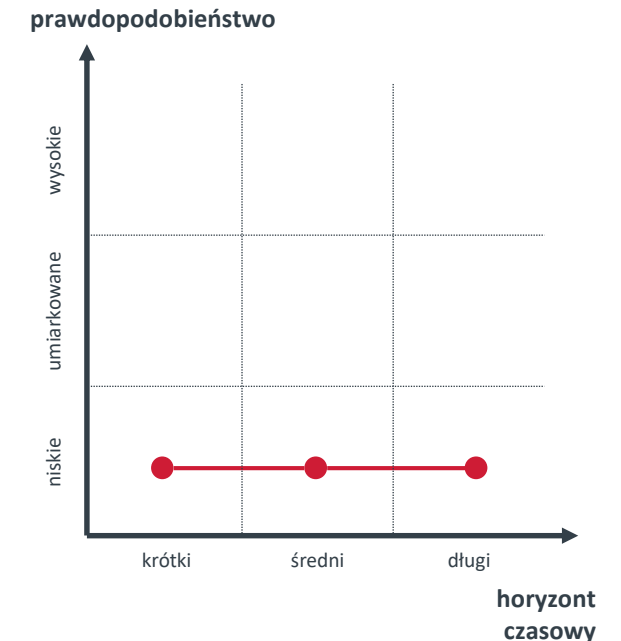
Polski węgiel, mimo przekazywanych dotacji z budżetu państwa², wciąż jest jednak droższy niż węgiel dostępny na rynku i sprowadzany obecnie przez Ukrainę drogą morską. Co więcej, ukraińskie elektrownie są przystosowane do wykorzystania antracytu, czyli wysokokalorycznego węgla, którego w Polsce się nie wydobywa. Aby polski węgiel mógł zostać wykorzystany do produkcji energii w Ukrainie konieczne byłoby podjęcie decyzji o jego sprzedaży poniżej szacunkowej wartości (co w sytuacji braku alternatywnego zastosowania może być działaniem minimalizującym stratę). Po drugie, konieczne byłoby pewne inwestycje dostosowujące ukraińskie elektrownie do charakterystyki polskiego węgla.

Warunki powodzenia:

1. Decyzja o sprzedaży polskiego węgla poniżej jego ceny rynkowej.
2. Dostosowanie ukraińskich elektrowni do charakterystyki węgla, którym dysponuje Polska.

Ocena:

Eksport nadmiarowego węgla znajdującego się w Polsce na Ukrainę należy ocenić jako **bardzo mało prawdopodobny niezależnie od perspektywy czasowej. W krótkim i średnim okresie niewykonalne wydaje się dostosowanie ukraińskich elektrowni węglowych do specyfiki polskiego węgla. W dłuższej perspektywie polski węgiel będzie zbędny.**



1 – Dostęp 12 września 2024 r.: <https://energy.instrat.pl/weglowe-podsumowanie-2024-02-22/>.

2 – W 2025 r. ma to być 9 mld zł. Dostęp 11 października 2024 r.: <https://wysokienapiecie.pl/103754-w-2025-r-rzad-dosypie-do-gornictwa-ponad-9-miliardow-zlotych/>.

4

Podsumowanie

Pod koniec drugiej dekady XXI w. systemy elektroenergetyczne Polski i Ukrainy były w zasadzie zupełnie oddzielnymi bytami. Relacje między krajami charakteryzowały niewielkie możliwości wymiany energii i małe znaczenie wymiany handlowej surowców energetycznych. Co więcej, nie widziano potrzeby pogłębiania integracji w tym zakresie. Systemy energetyczne Polski i Ukrainy znajdowały się na różnych etapach integracji z systemem unijnym oraz na zupełnie innych etapach transformacji. Polski system był już silnie powiązany z systemami państw zachodnich i choć miał już wyznaczone kierunki oraz tempo transformacji, wciąż opierał się głównie na węglu. System ukraiński w dużo większym stopniu bazował na technologiach niskoemisyjnych (atom, gaz i woda), był jednak przestarzały i wymagał ogromnych nakładów inwestycyjnych. Z perspektywy państw zachodnich Ukraina była przede wszystkim ważnym krajem tranzytowym dla surowców płynących z Rosji.

W przedwojennej rzeczywistości trudno było mówić o polach istotnej współpracy lub konkurencji w obszarze elektroenergetyki pomiędzy Polską i Ukrainą.

Pełnoskalowa napaść Rosji na Ukrainę diametralnie zmieniła sytuację geopolityczną. Pociągnęło to za sobą również zmiany w energetyce światowej, europejskiej, ukraińskiej i polskiej. W przypadku Ukrainy zmiany zostały wymuszone przede wszystkim przez zmasowane ataki na infrastrukturę energetyczną oraz okupację terenów wschodniej Ukrainy, ale też

przez jednoznaczną orientację Kijowa na integrację z państwami zachodnimi. Europa stanęła z kolei przed koniecznością niemal natychmiastowego ograniczenia swojej zależności od wschodnich surowców energetycznych. Z wyzwaniem tym mierzyła się również Polska.

Zmiany wymuszone wojną otworzyły nowe pola potencjalnej współpracy pomiędzy Ukrainą i Polską. Pojawiły się oczywiście też nowe ryzyka. Choć dużo zależy od tego, kiedy wojna dobiegnie końca i w jakim stanie będzie znajdował się wówczas ukraiński system elektroenergetyczny, istnieją działania, które możemy, a nawet powinniśmy, podejmować już dziś. Również perspektywa współpracy w długim okresie w wielu przypadkach wymaga podejmowania pewnych decyzji strategicznych z odpowiednim wyprzedzeniem.

Transformacja polskiego systemu energetycznego jest procesem, który będzie trwał wiele lat i z całą pewnością w jakimś stopniu pokryje się z odbudową systemu energetycznego Ukrainy. Ta koincydencja powinna zostać wykorzystana. Warszawa i Kijów powinny czerpać ze swoich doświadczeń i zwiększać możliwości współpracy energetycznej. Dzięki temu energia, z której w przyszłości będą korzystali Polacy i Ukraińcy, będzie nie tylko zielona, ale też tania i odporna na różnego rodzaju zagrożenia zewnętrzne.

Załączniki

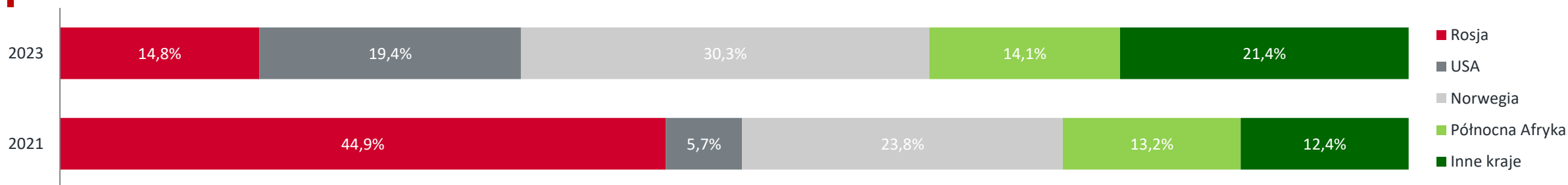


A

Kontekst międzynarodowy

Inwazja Rosji na Ukrainę przyspieszyła dywersyfikację źródeł dostaw strategicznych surowców energetycznych w państwach europejskich

Rys. A1. Import gazu ziemnego do UE w 2021 i 2023 r. według źródła pochodzenia



Źródło: Komisja Europejska na podstawie ENTSO-G i Refinitiv

Unia Europejska przed wojną

Pełnoskalowa inwazja Rosji na Ukrainę nastąpiła w okresie, gdy Rosja dostarczała do Unii Europejskiej ponad 50 proc. węgla¹, 45 proc. gazu i 20 proc. ropy naftowej, kontrolowała 10 proc. mocy europejskich magazynów gazu i dążyła do uruchomienia gazociągu Nord Stream 2 (Szymańska, 2024). Tuż przed wojną Europa zmagająca się z kryzysem energetycznym, wywołanym zarówno czynnikami o charakterze globalnym (m.in. popandemiczne zwiększenie popytu), jak również czynnikami wewnętrznymi (mała elastyczność struktury rynku energii elektrycznej, oparcie transformacji energetycznej na imporcie gazu). Wymienione czynniki, z równoczesnym celowym ograniczaniem podaży gazu przez rosyjską spółkę Gazprom,

skutkowały znaczącym wzrostem cen tego surowca (Lipiński, 2023).

Reakcja UE na wybuch wojny

Po rozpoczęciu inwazji Rosja odcięła dostawy gazu gazociągami do Polski, Bułgarii, Finlandii, Holandii, Danii i Szwecji, a zmniejszyła przesył do Austrii, Słowacji oraz Niemiec (do czasu zniszczenia gazociągów Nord Stream) (Skoczek-Wojciechowska, 2023). Zwiększyła zaś dostawy LNG do innych krajów UE (głównie Francji, Hiszpanii, Niderlandów i Belgii)².

Przed wojną wpływy ze sprzedaży ropy i gazu stanowiły ponad 40 proc. budżetu Rosji³. UE zdecydowała więc o odcięciu się od dostaw rosyjskich węglowodorów. Znalazło to odbicie w kolejnych pakietach sankcji nakładanych na Rosję⁴, a także

w nowych kontraktach zawieranych z innymi dostawcami nośników energii i w rozbudowie infrastruktury umożliwiającej odbiór LNG (m.in. w Niemczech). Nowe kontrakty zawarte m.in. z USA czy Katar⁵ pozwoliły ograniczyć udział Rosji w unijnym imporcie gazu z 45 proc. w 2021 r. do 15 proc. w 2023 r.

W maju 2022 r. Komisja Europejska ogłosiła plan REPowerEU, który miał pomóc państwom członkowskim ograniczyć zależność od rosyjskich paliw kopalnych i przyspieszyć transformację energetyczną (KE, 2022). W ramach realizacji tego planu między innymi wdrożono nowe zasady magazynowania gazu w Unii Europejskiej, przygotowano specjalne środki, które mają być wdrażane w razie kryzysów na rynku gazu oraz określono pułapy cenowe dla gazu i LNG.

1 – Dostęp 2 października 2024 r.: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Coal_production_and_consumption_statistics

2 – Dostęp 10 września 2024 r.: <https://www.forum-energii.eu/miliardy-euro-za-lng-i-lpg-wciaz-plyna-do-rosji-z-ue-rowniez-z-polski>

3 – Dostęp 2 października 2024 r.:

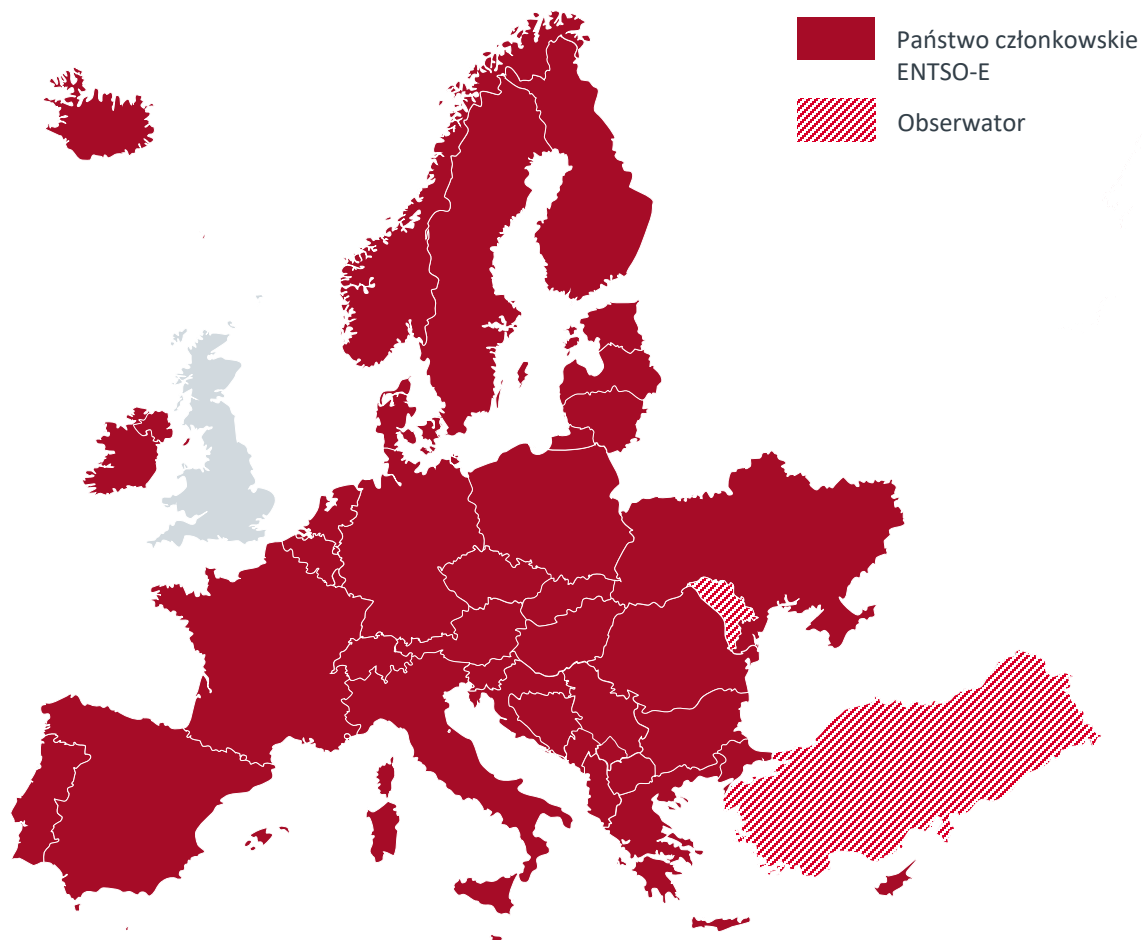
<https://businessinsider.com.pl/finanse/makroekonomia/rosyjski-budzet-wciaz-napedzany-ropa-i-gazem-ale-niedlugo-mniejsze-wplywy-zaczna-byc/tz0h79y>

4 – Dostęp 10 września 2024 r.: <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/sanctions-against-russia/timeline-sanctions-against-russia/>

5 – Dostęp 3 października 2024 r.: <https://strefainwestorow.pl/w-zielonej-strefie/paliwa-i-surowce/rosyjski-gaz-europa-gazprom>

Ukraina jest zrzeszona w ENTSO-E, jednak do pełniejszej integracji z europejską siecią energetyczną potrzebne będą znaczne inwestycje, w tym w infrastrukturę IT

Rys. A2. Państwa zrzeszone w ENTSO-E (stan na 1 stycznia 2024 r.)



ENTSO-E i europejska sieć energetyczna

W europejskim handlu energią elektryczną kluczową rolę odgrywa Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSO-E). Należy do niej 40 członków z 36 państw, w tym Polskie Sieci Elektroenergetyczne. ENTSO-E jest organizacją wspierającą integrację europejskich systemów energetycznych.

Ukraina dołączyła do ENTSO-E jako obserwator w kwietniu 2022 r., tuż po wybuchu pełnoskalowej wojny. Od początku 2024 r. Ukrenergo jest już członkiem stowarzyszenia. Aby zapewnić bezpieczeństwo i niezawodność europejskiej sieci energetycznej, ENTSO-E narzuca swoim członkom ścisłe wymagania dotyczące jakości energii i stabilności systemów krajowych. W związku z trwającą wojną, w celu zapewnienia stabilności i bezpieczeństwa systemu energetycznego, europejscy operatorzy skupieni w ENTSO-E wprowadzili ograniczenia w przepływach energii pomiędzy Ukrainą i jej sąsiadami. Limit w eksporcie energii z państw zrzeszonych w ENTSO-E na

Ukrainę i do Mołdawii będzie wynosił od grudnia 2024 r. 2100 MW, a w imporcie 550 MW¹. Zwiększenie limitu w eksporcie o 400 MW względem obecnie obowiązującego poziomu ma pomóc w ograniczeniu występowania deficytów energii elektrycznej w Ukrainie zimą 2024/2025².

W Europie funkcjonują regiony wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR, *Capacity Calculation Region*), czyli obszary geograficzne, na których operatorzy systemów przesyłowych koordynują obliczanie zdolności przesyłowych³. Obecnie wyznaczonych jest osiem CCR, Polska jest włączona do trzech regionów. Wśród ekspertów pojawiają się głosy, że prowadzone są obecnie dyskusje o włączeniu Ukrainy do jednego z istniejących już regionów lub o utworzeniu zupełnie nowego regionu. Taki krok ułatwiłby Ukrainie swobodną i bezpieczną transgraniczną wymianę handlową energii elektrycznej. Szacuje się jednak, że dostosowanie standardów obsługi sieci będzie wymagało od Ukrainy poniesienia dużych nakładów finansowych, przede wszystkim na infrastrukturę IT.

1 – Dostęp 1 października 2024 r.: <https://greendealukraina.org/assets/images/reports/grid-solutions-ukraine-next-winters-final.pdf>

2 – Dostęp 7 listopada 2024 r.: <https://ua.energy/general-news/european-transmission-system-operators-increase-the-capacity-for-electricity-import-to-ukraine-and-moldova-for-this-winter/>

3 – Rozporządzenie Komisji (UE) nr 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

Strategie państw sąsiadujących uwzględniają Ukrainę głównie jako kraj tranzytowy gazu, a Polska wspomniana jest rzadko

Sąsiedzi Ukrainy

Polityki energetyczne państw są na ogół skupione na dążeniu do niezależności energetycznej, a państwa sąsiadujące z Ukrainą nie różnią się w tym względzie od ogółu. Państwa trzecie pojawiają się w strategiach Słowacji, Węgier, Mołdawii czy Rumunii wówczas, gdy kraje te oceniają swe zasoby jako niewystarczające do samodzielnego zaspokojenia potrzeb energetycznych.

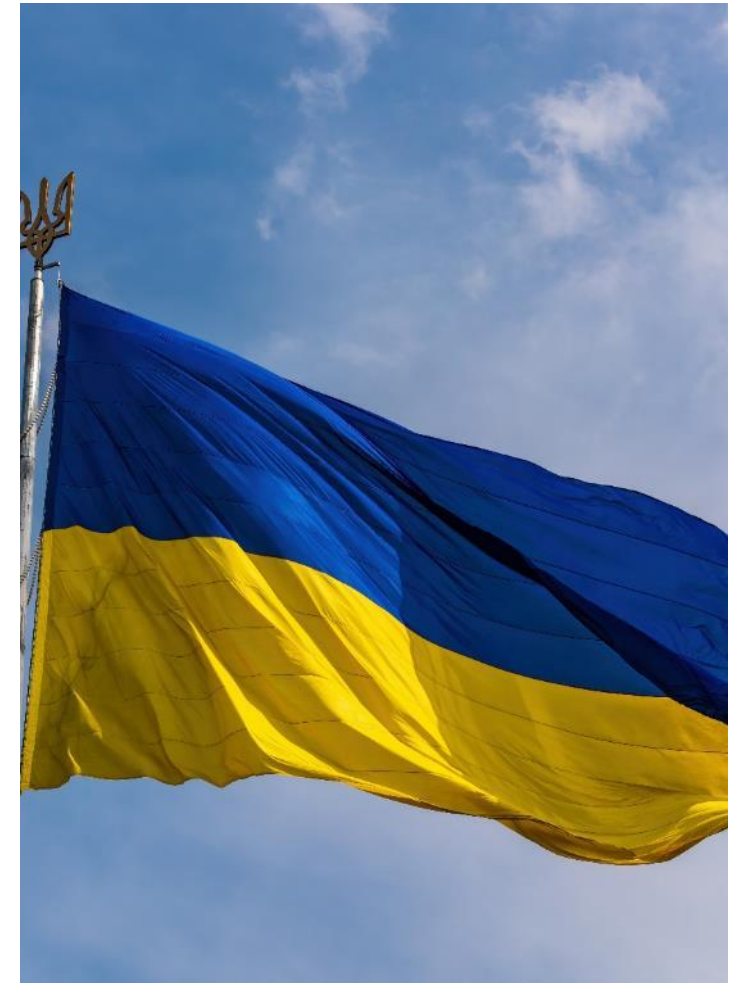
W planach energetycznych **Słowacji** zdecydowanie częściej pojawia się Ukraina niż Polska (Ministry of Economic Affairs of the Slovak Republic, 2023). Przez Słowację i Czechy przebiega duży korytarz gazowy łączący Ukrainę z europejskimi partnerami. Korytarz ten, obecnie służący do przesyłu gazu, może w przyszłości zostać przystosowany do transportu wodoru. W dokumentach strategicznych Słowacji podkreśla się również znaczenie magazynów gazu. W tym kontekście wymienia się projekt budowy podziemnego magazynu gazu ziemnego w miejscowości Veľké Kapušany - blisko granicy z Ukrainą i Węgrami, na skrzyżowaniu trzech istniejących i dwóch planowanych gazociągów. Projekt ten będzie wspierał priorytetowy korytarz energetyczny Unii Europejskiej (NSI East Gas) i będzie miał znaczący wpływ na sąsiadów Słowacji.

Nowy etap współpracy Ukrainy i **Węgier** w zakresie przesyłu gazu rozpoczął się w grudniu 2021 r., kiedy to operatorzy systemów przesyłowych po obu stronach granicy podpisali

porozumienie w sprawie wprowadzenia od stycznia 2022 r. stałego połączenia międzysystemowego (IEA, 2022a). Najważniejszym punktem tego połączenia jest miejscowość Beregdaróc przy granicy z Ukrainą. W 2020 r. przechodziło przez nią ponad 70 proc. gazu ziemnego importowanego przez Węgry. Znaczenie tego połączenia dla węgierskiego importu maleje w związku z rosnącym importem gazu przez połączenie międzysystemowe Kiskundorozsma z Serbią. Rośnie jednak ilość gazu ziemnego eksportowanego przez Węgry przez połączenie w Beregdaróc do Ukrainy (IEA, 2022a).

Mołdawia posiada elektroenergetyczne połączenia międzysystemowe z Rumunią (400 kV i 110 kV) oraz Ukrainą (330 kV i 110 kV) (IEA, 2022b). Od lat 90. XX wieku większość energii elektrycznej wykorzystywanej przez Mołdawię pochodzi z elektrowni Mołdawska GRES (leżącej na terenie separatystycznego Naddniestrza), a dodatkowe zapotrzebowanie jest pokrywane przez import z Ukrainy. Mołdawia jest całkowicie zależna od Ukrainy w zakresie bilansowania rynku energetycznego. Ze względu na niewystarczające moce wytwórcze i strukturę systemu elektroenergetycznego Mołdawia nie posiada elektrowni, które mogłyby w pełni zapewnić jej odpowiednie rezerwy mocy.

Rumunia w swoich dokumentach strategicznych nie uwzględnia ani Polski, ani Ukrainy. Oba państwa wspomniane są jedynie w fragmencie dotyczącym uczestnictwa Rumunii w sieciach współpracy w zakresie przesyłu energii.



B

Uwagi metodologiczne



- Raport został opracowany z wykorzystaniem dwóch technik badawczych – analizy danych zastanych oraz wywiadów pogłębionych z ekspertami rynku energetycznego.
- W ramach badania zrealizowano sześć wywiadów pogłębionych z ekspertami rynków energetycznych. Wywiady przeprowadzono zarówno w formule stacjonarnej jak i zdalnej. Eksperti reprezentowali różne kraje, instytucje i obszary rynku energetycznego.
- Jeden z rozmówców postanowił nie ujawniać swojej tożsamości. Pozostali to:
 - Mateusz Bajek (Ekspert GAZ-SYSTEM, wcześniej w Esperis Consulting)
 - Piotr Cudny (Przedstawiciel PGE)
 - Yaroslav Demchenkov (Wiceminister Energii Ukrainy w okresie 2020-2024)
 - Maciej Jakubik (Ekspert Forum Energii)
 - Maciej Zaniewicz (Ekspert Forum Energii)
- Materiały pozyskane z wywiadów były wykorzystywane na każdym etapie pisania raportu – posłużyły zarówno identyfikacji obszarów problemowych, jak też sformułowaniu wniosków końcowych.

CCR	– region wyznaczania zdolności przesyłowych (ang. Capacity Calculation Regions)
CESA	– obszar synchroniczny Europy kontynentalnej (ang. Continental Europe Synchronous Area)
DAB	– Departament Analiz Branżowych Banku Gospodarstwa Krajowego
DBA	– Departament Badań i Analiz Banku Gospodarstwa Krajowego
FSRU	– pływający terminal gazowy (ang. Floating Storage Regasification Unit)
KPEiK	– polski Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
MKIŚ	– Ministerstwo Klimatu i Środowiska
NIK	– Najwyższa Izba Kontroli
NPREiK	– ukraiński Narodowy plan na rzecz energii i klimatu do 2030 r.
OZE	– odnawialne źródła energii
PEP2040	– Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
PIE	– Polski Instytut Ekonomiczny
PRL	– Polska Republika Ludowa
UE	– Unia Europejska

Bank Światowy. Second Ukraine Rapid Damage and Needs Assessment (RDNA2): February 2022 - February 2023. Waszyngton, 2023.

Bank Światowy. Ukraine - Third Rapid Damage and Needs Assessment (RDNA3): February 2022 - December 2023. Waszyngton, 2023.

BP. Energy Outlook. 2023 Edition. Londyn, 2023.

Bronk L., B. Czarnecki, R. Magulski. *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania*. Forum Energii. Warszawa, 2019.

Brown S., D. Jones. *European Electricity Review 2024*. Ember Climate. Londyn, 2024.

Cevik S. Climate change and energy security: the dilemma or opportunity of the century? *Environmental Economics and Policy Studies*. Vol. 26, 2024, s. 653-672.

Dusiło M. *Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2023*. Forum Energii. Warszawa, 2023.

Hillebrand E. (red.). *Energy Without Russia: How Europe Has Reacted to the Supply Crisis after the Attack on Ukraine*. Friedrich-Ebert-Stiftung. Budapeszt, 2023.

Juszczak A., M. Pilszyk, M. Miniszewski, K. Kania, T. Tomasiak, M. Wiącek. *Koszty braku dekarbonizacji gospodarki*. Polski Instytut Ekonomiczny. Warszawa, 2023.

Komisja Europejska. *Komunikat Komisji do Parlament Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego*

Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. Plan REPowerEU. Bruksela, 2022.

Lipiński K. *Bezpieczeństwo dostaw gazu w UE. Od kryzysu do niezależności*. Polski Instytut Ekonomiczny Policy Paper. Nr 1, 2023.

Łuczuk I. (red.). *Towards growth-enhancing state and business relations in Ukraine. Achievements made so far and challenges ahead*. BGK. Warszawa, 2024.

Międzynarodowa Agencja Energetyczna. *Hungary 2022. Energy Policy Review*. 2022.

Międzynarodowa Agencja Energetyczna. *Moldova 2022. Energy Policy Review*. 2022.

Ministry of Economic Affairs of the Slovak Republic. *Draft update of the Integrated National energy and climate Plan for 2021-2030*. Bratysława, 2023.

Najwyższa Izba Kontroli. *Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej. Informacja o wynikach kontroli*. Warszawa, 2024.

Piddubnyi I., D. Goriunov. *Assessment of damages and losses to Ukraine's energy sector due to Russia's full-scale invasion*. Kyiv School of Economics. 2024.

Pyrka M., R. Jeszke, J. Boratyński, I. Tatarewicz, J. Witajewski-Baltvilks, W. Rabięga, A. Wąs, P. Kobus, M. Lewarski, S. Skwierz, A. Gorzałczyński, I. Tobiasz, M. Roślaniec, M. Cygler, M. Sekuła, V. Krupin. *Polska Net-Zero 2050*.

Mapa drogowa osiągnięcia wspólnotowych celów polityki klimatycznej dla Polski do 2050 r. Centrum Analiz Klimatyczno-Ekonomicznych. Warszawa, 2021.

Skoczek-Wojciechowska M. *Dostawy rosyjskiego LNG do UE*. Biuletyn PISM. Nr 15, 2023.

Szymańska J. (red.). *Unia Europejska wobec rosyjskiej agresji na Ukrainę*. Polski Instytut Spraw Międzynarodowych. Warszawa, 2024.

Wróbel P. *Wyścig z czasem. Kiedy morska energetyka wiatrowa wejdzie do gry?* Forum Energii. Warszawa, 2024.

Zaniewicz M. *Odbudować lepiej. Jak powojenna ukraińska energetyka wpłynie na Polskę?* Kolegium Europy Wschodniej. Wrocław, 2024.

Autorzy raportu:

Paweł Umiński

Ekspert ds. Analiz
Programowych i Strategicznych
pawel.uminski@bgk.pl

Krzysztof Błaszak

Ekspert ds. Analiz
Geoekonomicznych
krzysztof.blaszak@bgk.pl

Danylo Moiseienko

Stażysta w Biurze Analiz Ryzyka
Ekonomiczno-Geopolitycznego
danylo.moiseinko@bgk.pl

Oliwia Samołyk

Ekspert ds. Analiz
Programowych i Strategicznych
oliwia.samolyk@bgk.pl

Zespół projektowy: Mateusz Walewski, Joanna Smolik, Łukasz Beresiński, Bogdan Zawadewicz, Jacek Bogucki, Mateusz Pawliński, Przemysław Wilkiewicz, Adam Piłat

Niniejsza publikacja (dalej: „Publikacja”) stanowi utwór i jest prawnie chroniona zgodnie z ustawą z 4 lutego 1994 r. o prawie autorskim i prawach pokrewnych. Powielanie bądź publikowanie w jakiegokolwiek formie niniejszej Publikacji, w całości lub w części, lub wykorzystywanie materiału do własnych opracowań celem publikacji, bez pisemnej zgody Banku, jest zabronione.

Publikacja zawiera wyłącznie informacje ogólne, w związku z tym nie stanowi ona świadczenia przez Bank Gospodarstwa Krajowego jakichkolwiek usług, w szczególności rekomendacji, analizy biznesowej, finansowej, porady inwestycyjnej, podatkowej, prawnej, lub innego typu. Publikacja nie stanowi również oferty w rozumieniu kodeksu cywilnego.

Niniejsza Publikacja wyraża wiedzę oraz poglądy autorów według stanu na moment jej sporządzenia. Publikacja została sporządzona na podstawie informacji dostępnych publicznie w momencie jej sporządzenia, danych posiadanych przez Bank lub pozyskanych ze źródeł wiarygodnych dla Banku aktualnych na moment jej sporządzenia i nie będzie podlegać aktualizacji. Bank nie gwarantuje kompletności, prawdziwości lub dokładności danych źródłowych.

Bank nie ponosi odpowiedzialności za ewentualne decyzje, w tym decyzje inwestycyjne, czy działania podjęte na podstawie niniejszej Publikacji ani za jakiegokolwiek szkody poniesione przez jakąkolwiek osobę w wyniku takich decyzji czy działań.