

Konrad Raczkowski

Rynek paliw płynnych

Szanse i wyzwania dla gospodarki



RAPORT
grudzień 2023



© Copyright by Wydawnictwo Naukowe UKSW, Warszawa 2023

Partner wydania/na zlecenie: Polska Izba Paliw Płynnych



Korekta językowa: Jolanta Sheybal

Projekt okładki: Piotr Górski

Projekt typograficzny i łamanie: Vita

Zdjęcie na okładce: hansenn/Depositphotos.com

ISBN 978-83-8281-380-7 (druk)

978-83-8281-381-4 (ebook)

Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie

01-815 Warszawa, ul. Dewajtis 5, tel. 22 561-89-23

e-mail: wydawnictwo@uksw.edu.pl

www.wydawnictwo.uksw.edu.pl

Druk: Volumina.pl Sp. z o.o.

SPIS TREŚCI

PRZEDMOWA	7
WSTĘP	9
WNIOSKI	11
I. GLOBALNE RYNKI PALIW PŁYNNYCH	13
1.1. ZASOBY I PRODUKCJA	17
1.2. WSKAŹNIKI POPYTOWE	25
1.3. INWESTYCJE	28
2. EUROPEJSKI RYNEK ZMIAN DLA PALIW PŁYNNYCH	31
2.1. UNIJNY CEL REDUKCJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH – „FIT FOR 55”	32
2.2. PLAN PRZEMYSŁOWY ZIELONEGO ŁADU (THE GREEN DEAL INDUSTRIAL PLAN)	35
2.3. USTAWA O ZEROWYM ZUŻYCIU ENERGII W PRZEMYSŁE	36
2.4. UNIJNY PLAN SZYBKIEGO ZMNIEJSZENIA ZALEŻNOŚCI OD ROSYJSKICH PALIW KOPALNYCH	37
2.5. PRZYMUSOWY EKSPORT CZYSTYCH TECHNOLOGICZNE FIRM EUROPEJSKICH DO USA? – USTAWA O REDUKCJI INFLACJI	38
2.6. ODNAWIALNE PALIWA POCHODZENIA NIEBIOLOGICZNEGO	40
3. POLSKI RYNEK PALIW PŁYNNYCH	43
3.1. TRAJEKTORIE CENOWE I WRAŻLIWOŚĆ	46
3.2. RYZYKO NIEDOBORÓW PALIW PŁYNNYCH	49
3.3. RYZYKO ROZWOJU SZAREJ STREFY W HANDLU PALIWAMI PŁYNNYMI	54
4. POSZUKIWANIE PALIWA PRZYSZŁOŚCI	57
4.1. WODÓR	63

4.2. BIODIESEL	70
4.3. BIOMETAN	72
4.4. PALIWO JĄDROWE	75
5. BIBLIOGRAFIA	80
6. ZESTAWIENIE TABEL, WYKRESÓW	84
6.1. ZESTAWIENIE WYKRESÓW	84
6.2. ZESTAWIENIE TABEL	85



PRZEDMOWA

Szanowni Państwo,

Raport Rynek Paliw Płynnych powstał we współpracy Centrum Gospodarki Światowej i Instytutu Ekonomii i Finansów Uniwersytetu Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie oraz Polskiej Izby Paliw Płynnych pod kierownictwem prof. Konrada Raczkowskiego. Zawiera on dane statystyczne i komentarze oraz informacje opisujące rynek paliw płynnych w skali globalnej, europejskiej i polskiej. Uważam, że zaprezentowane podejście w odniesieniu do europejskich zmian dla paliw płynnych nakreśla ryzyka, wyzwania i szanse dla całej polskiej gospodarki.

Produkcja i obrót paliwami płynnymi stanowią krwiobieg polskiej gospodarki. W 2022 r. podatki ze sprzedaży paliw stanowiły 57 mld złotych, przy wartości sprzedaży detalicznej przekraczającej 194 mld złotych. Obecny stan infrastruktury zarówno wydobywczej, przetwórczej, transportowej czy dystrybucyjnej stanowi o bezpieczeństwie energetycznym naszego kraju. Utrzymanie jej sprawności jest ciągłym wyzwaniem dla wszystkich podmiotów tego sektora. Na rynku paliwowym operują duże przedsiębiorstwa, otwierając rankingi największych polskich przedsiębiorstw, stanowiąc ważny element gospodarki, ale także bardzo wiele średnich i małych firm będących liczącymi się partnerami dla administracji oraz lokalnych społeczności.

Notowane w ostatnim czasie gwałtowne wzrosty cen surowców i nośników energii dotyczą także sektor paliwowy. Firmy operujące w sektorze paliwowym mierzą się ze znacznymi wzrostami kosztów działalności. Marże realizowane na sprzedaży paliw płynnych przez operatorów tego rynku nie pokrywają tych rosnących kosztów. Nakłady inwestycyjne niezbędne dla możliwości sprzedaży paliw są bardzo wysokie, a obrót paliwami prawie w każdej firmie zajmującej się sprzedażą i dystrybucją paliw stanowi około 80% wszystkich przychodów. Dlatego też tak ważne jest określenie progu rentowności dla sprzedaży detalicznej paliw.

Przed branżą paliwową kolejne ogromne wyzwania. Wojna w Ukrainie i pakiety sankcyjne na import ropy naftowej i paliwa gotowe z Federacji Rosyjskiej spowodowały zmiany kierunków dostaw tych

produktów, a także wyższy poziom cen. Wyzwaniami dla sektora są wdrażane europejskie dyrektywy przeciwdziałające zmianom klimatycznym. Wszystkie nowe paliwa transportowe zeroemisyjne i odnawialne wymagają kolejnych nakładów inwestycyjnych. Warunki funkcjonowania na tym rynku, w szczególności dla małych i średnich firm są coraz trudniejsze.

Polska Izba Paliw Płynnych, organizacja przedsiębiorców, została powołana w 1991 r., na fali przemian ustrojowych zapoczątkowanych w 1989 r. Rynek paliw płynnych z okresu ręcznego sterowania i pełnej kontroli państwa podążał powoli w stronę zasad wolnorynkowych. Powstało wiele małych i średnich firm niezależnych, które dostrzegły konieczność zrzeszenia się w organizacji broniącej ich interesów gospodarczych, a sama Izba stała się partnerem branżowym do merytorycznych dyskusji w sferze zmian regulacyjnych czy zachowania konkurencyjności.

Minione ponad 30 lat działalności Izby dało jej mocną i wyraźną pozycję w życiu gospodarczym naszego kraju. Jesteśmy traktowani partnersko zarówno w procesach tworzenia przepisów, jak i jako niezależne ciało opiniujące różnego rodzaju propozycje legislacyjne. Przedstawiciele Izby biorą czynny udział w pracach komisji, ministerstw, urzędów. Przedstawiciele Parlamentu, Rządu i urzędów są także aktywni jako uczestnicy organizowanych przez Izbę konferencji, forów, spotkań oraz targów, za co pragnę podziękować.

Współpraca z organami państwowymi w zakresie kształtowania ram prawnych prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze paliw, w tym także polityki celnej i podatkowej, ma na celu ochronę interesów podmiotów branży przed działaniami monopolistycznymi, nieuczciwą konkurencją oraz wszelkimi działaniami mogącymi naruszać zasady wolnego rynku czy dobrych obyczajów w obrocie gospodarczym. Współpraca ta ogranicza również możliwości rozwoju szarej strefy w obrocie paliwami, która nie tylko powoduje utratę dochodów budżetowych Skarbu Państwa, ale również jest bardzo niezdrową i nieuczciwą konkurencją dla wszystkich firm sektora pracujących uczciwie.

Aktywność naszej Izby wynika z nieustannej walki o niezależność i utrzymanie się na rynku małych i średnich niezależnych firm paliwowych. Obrona konkurencyjności rynkowej to jedno z najważniejszych zadań Izby od chwili jej powstania. Istnienie Izby bowiem ma sens tylko wówczas, gdy głównym celem jej funkcjonowania jest ochrona i reprezentacja interesów oraz wspieranie działalności gospodarczej Członków.

Mam głęboką nadzieję, że niniejszy raport stanie się przyczynkiem i wyznacznikiem wielu debat i tych niezbędnych zmian regulacyjnych, które w jeszcze większym stopniu będą wspierały polską gospodarkę, zachowując jej konkurencyjność. Żywię przy tym nadzieję, że transformacja paliw konwencjonalnych na paliwa alternatywne nie spowoduje takich barier cenowych w zakupie paliwa lub środka transportu, które powodowałyby wykluczenie społeczne wielu gospodarstw domowych z codziennej aktywności rodzinnej i zawodowej.

Halina Pupacz
Prezes
Polskiej Izby Paliw Płynnych



WSTĘP

Gospodarka światowa zмага się obecnie z globalnym kryzysem energetycznym. Kryzys ten należy ocenić jako utrzymujące się zagrożenie, jedno z najpoważniejszych w skali międzynarodowej, które będzie decydować o konkurencyjności i dalszym rozwoju przedsiębiorstw i poszczególnych państw. Jednocześnie najważniejsze paliwa płynne, jak benzyna i olej napędowy, stały się bronią obusieczną państw skupionych wokół bloków gospodarczych na linii Stany Zjednoczone–Chiny.

Oczekuje się, że pomimo tzw. zielonego zwrotu w kierunku energii odnawialnej oraz paliw alternatywnych – do 2030 r. (i dalej, tj. 2030–2035) będzie widoczny silny trend wzrostu globalnego popytu na paliwa płynne, zwłaszcza ropę naftową (ok. 8% skumulowanego wzrostu), głównie za sprawą rozwoju gospodarczego Chin¹, Indii oraz pozostałych państw Azji. Należy przy tym pamiętać, że paliwa płynne na czele z ropą naftową są wykorzystywane nie tylko w produkcji petrochemicznej, ale także w przemyśle chemicznym, tworzyw sztucznych, farmaceutycznym, gumowym, motoryzacyjnym, budowniczym czy tekstylnym.

Jednocześnie zmienność cen i produkcji ropy naftowej, uzależniona w głównej mierze od państw OPEC+, będzie mniej warunkowana rynkowymi prawami popytu i podaży, a będzie raczej wynikać z polityki i geopolityki czy spekulacyjnych zmian na rynkach finansowych. Paliwa płynne będą wpływały nie tylko na ceny energii, ale także inflację czy stabilność społeczno-gospodarczą. Globalne spekulacje na rynku terminowym, na rynku opcji, na rynku walutowym Forex czy spekulacje handlowe oraz medialne – były, są i będą charakterystyczną cechą rynku paliw płynnych wpływającą na ceny hurtowe i detaliczne czy koniunkturę gospodarczą.

Należy pamiętać, że na świecie jest 1,4 mld pojazdów z silnikami spalinowymi, a nawet najwięksi krytycy tych silników zgadzają się, że liczba ta pozostanie na poziomie 1,4 mld w 2050 r., a popyt nadal będzie rósł wraz ze wzrostem populacji. Badacze i inżynierowie wciąż pracują nad nowymi silnikami i paliwami alternatywnymi, ale pracują też nad przedłużeniem okresu eksploatacji silników spalinowych, zarówno

¹ Założenie umiarkowanego wzrostu gospodarczego Chin do 2030 r. i znacznego wzrostu liczby pojazdów elektrycznych.

benzynowych, jak i wysokoprężnych. Jednym z kierunków prac jest rozwijanie produkcji paliw, które nie generują emisji dwutlenku węgla, zmniejszają tarcie w silniku oraz wykorzystują systemy wysokiego ciśnienia w celu optymalizacji efektywności energetycznej. Wydaje się jednocześnie, że zbyt duża koncentracja uwagi na pojazdach elektrycznych będzie prowadzić nieuchronnie do dalszych problemów ekologicznych i zwiększania śladu węglowego z produkcji m.in. baterii, czy problemów bezpieczeństwa przeciwpożarowego.

Polityka gospodarcza i społeczna w Polsce uwzględnia dywersyfikację dostaw paliw płynnych, której zadaniem jest przeciwdziałanie ich deficytowi w przyszłości. Racjonalne podejście do rynku i jego wszystkich uczestników będzie wymagało dalszego rozsądnego dostosowywania modeli biznesowych do produkcji i dostarczania energii odnawialnej, a także zdynamizowania inwestycji w badania i rozwój – dotyczy to zarówno opracowania nowych i ekologicznych paliw płynnych, jak i innych źródeł energii czy bardziej efektywnego procesu rafinacji i produkcji.

Prezentowany Raport, przygotowany na zlecenie Polskiej Izby Paliw Płynnych, przedstawia globalne rynki paliw płynnych wraz z rynkiem europejskim i polskim. Dodatkowo zawiera wykaz paliw alternatywnych wraz z niezbędną charakterystyką czterech z nich, które znajdują się na różnym etapie rozwoju i są zaliczane do paliw alternatywnych lub energetycznych źródeł przyszłości.

Polski rynek paliw płynnych nie potrzebuje atomowego odpowiednika Projektu „Manhattan”, nad którym łącznie pracowało blisko 130 tys. osób, ale z pewnością potrzebuje wzbogacenia polskiej gospodarki o pragmatyzm decyzyjny i alternatywną formę energii, jaką jest szczególnie energia atomowa. Potrzebuje długoterminowej i praktycznej wizji dalszego rozwoju oraz decyzji politycznych warunkowanych konkurencyjnością polskiej gospodarki i stopniem wydatków sztywnych, jakie ponoszą każdego miesiąca gospodarstwa domowe, związanych z zakupem paliw płynnych.

Prof. dr hab. Konrad Raczkowski
Centrum Gospodarki Światowej UKSW
Instytut Ekonomii i Finansów UKSW

WNIOSKI

- 1) Spalanie paliw kopalnych (gaz, ropa, węgiel) i związana z tym emisja dwutlenku węgla stały się rosnącym problemem globalnym zapoczątkowanym rozwojem przemysłu w latach 60. XX w. Globalna emisja CO₂ związana ze spalaniem paliw kopalnych rośnie, a nie spada (37,5 mld ton/2022 r.), a tzw. pełny zielony zwrot i zeroemisyjność w praktyce jest nieosiągalna – chociaż statystycznie może kiedyś zostać wykazana jako umowne zero względne na skali interwałowej. Dwutlenek węgla jest produktem przemiany metabolicznej zarówno człowieka, który globalnie, jako populacja, poprzez oddychanie dostarcza go 3,6 mld ton rocznie, hodowlanych zwierząt gospodarskich (19,5 mln ton dziennie) czy m.in. drzew – które absorbują dwutlenek węgla, ale jednocześnie $\frac{3}{4}$ pochłoniętego węgla wydają z powrotem do atmosfery. Paliwa kopalne w procesie spalania wiążą się z różnym poziomem emisji. Gaz – ok. 56 CO₂ kg/GJ, ropa naftowa – 70 CO₂ kg/GJ, a węgiel 95 CO₂ kg/GJ, jednak ich zastępowanie innymi, alternatywnymi formami musi mieć wymiar gospodarności inwestycyjnej i zachowania konkurencyjności gospodarki w koniecznym procesie transformacji energetycznej i towarzyszącej jej transformacji gospodarki.
- 2) Globalna transformacja energetyczna będzie wymagała inwestycji w wysokości średnio ponad 5 bln USD rocznie w latach 2023–2030, żeby dostosować się do przyjętych zobowiązań redukcji emisji CO₂. Oznacza to konieczność podniesienia blisko pięciokrotnie nakładów na globalne inwestycje w transformację energetyczną. Największe do tej pory nakłady inwestycyjne ponoszą w kolejności Chiny, Stany Zjednoczone oraz Niemcy, przy czym nakłady chińskie są ponad dwa razy wyższe od amerykańskich i ponad pięć razy wyższe od niemieckich².
- 3) Oczekuje się, że w krótkim okresie popyt na produkty pochodzące z ropy naftowej w sektorach takich jak transport czy energetyka zostanie w UE znacznie ograniczony, jednak podwojony w wielu innych państwach. Oznacza to, że niektóre regiony świata pójdą dualną drogą – chroniąc konkurencyjność własnych gospodarek w procesie transformacji. Branża paliwowa musi być gotowa na te zmiany i szukać nowych, bardziej zrównoważonych rozwiązań, aby sprostać wymaganiom przyszłości.

2 Maisonneuve V., Zilien Ch., *Switching the Energy transition to sustainable gears*, Allianz Global Investors, 08/09/2022.

- 4) Z szacunków Amerykańskiej Rządowej Agencji Informacji Energetycznej, a także OPEC i Exxon-Mobil, wynika, że globalna produkcja ropy naftowej i gazu ziemnego będzie nadal rosnąć z racji sukcesywnego wzrostu zużycia energii w rozwijających się gospodarkach azjatyckich. Szacuje się, że w krajach Azji (spoza OECD) całkowite zużycie w stosunku do poziomu zużycia z 2020 r. w scenariuszu referencyjnym zostanie do 2050 r. zwiększone dwukrotnie. Stąd też Azja może stać się największym importerem gazu ziemnego, a Rosja największym jego eksporterem na świecie³.
- 5) Sektor petrochemiczny pozostanie kluczowym czynnikiem napędzającym globalny wzrost popytu na ropę naftową, a skroplony gaz ropopochodny (LPG), etan i benzyna będą odpowiadały za ponad 50% wzrostu w latach 2022–2028 i prawie 90% wzrostu w porównaniu z poziomami sprzed pandemii.
- 6) Rabatowanie w handlu hurtowym paliwami płynnymi, połączone z dłuższymi okresami obowiązywania umów z dystrybutorami, a także zgromadzone zapasy samych stacji paliw, są zawsze czasowym buforem zmiany cen paliw, gdzie marże paliw na pokrycie kosztów prowadzenia stacji paliw winny oscylować wokół wartości z pewnością nie niższych niż próg rentowności (BEP – break even point), na którym dopiero następuje wyzerowanie wyniku finansowego, a do generowania jakichkolwiek zysków potrzebne jest osiągnięcie przychodów przewyższających ponoszone koszty, gdyż dopiero to umożliwi dodatni wynik finansowy.
- 7) Z punktu widzenia branży paliwowej najważniejszą zmianą w systemie handlu uprawnieniami do emisji (ETS) jest pakiet „Fit for 55”, w którym tworzy się nowy system handlu uprawnieniami obejmujący sektor transportu drogowego (i m.in. budynki) od 1 stycznia 2027 r. (BRT/ETS2). Regulacje europejskie w tym zakresie będą stanowić znaczne obciążenie zarówno dla wielu firm i gospodarstw domowych w Polsce i Europie, jak i dla branży paliw płynnych. Nadchodzące lata będą okresem adaptacji, innowacji i przetrwania w coraz bardziej regulowanym środowisku. System ETS2 przyczyni się do trwałego ograniczenia dochodów rozporządzalnych w gospodarstwach domowych, prowadząc do jeszcze większego rozwarstwienia i wykluczenia społecznego. Docelowo system ETS2 obciąży każdego obywatela państw UE i jest wielce prawdopodobne, że doprowadzi do migracji przedsiębiorstw do bardziej przyjaznych jurysdykcji legislacyjnych i podatkowych (poza UE), prowadząc do spadku mobilności społeczeństwa zmagającego się z trwałym wzrostem cen nie bilansowanym dostatecznym wzrostem wynagrodzeń.

³ Cordesman, A.H., 2023. *The Changing Strategic Importance of the Middle East and North Africa Report Subtitle: The Strengths and Limits of Oil and Gas Wealth, and the Challenge of Climate Change*, <<https://www.jstor.org/stable/resrep47050.9>> [dostęp: 01.09.2023].

1. GLOBALNE RYNKI PALIW PŁYNNYCH

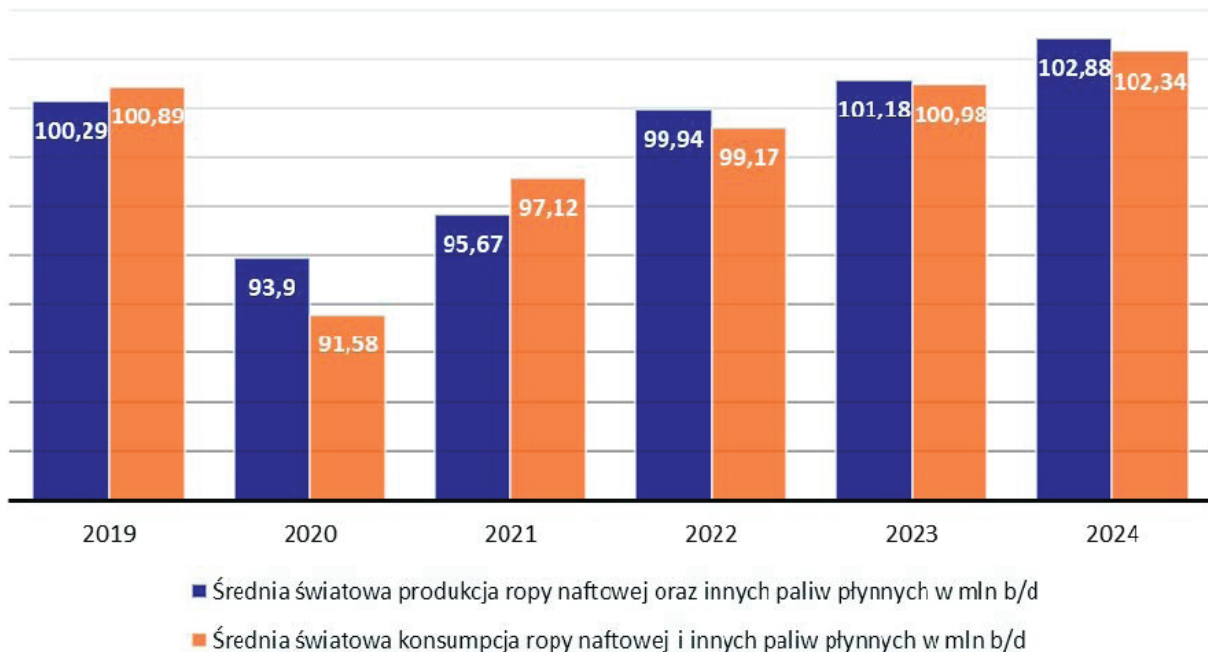
Około 100 mln b/d, tyle średnio wyniosła światowa produkcja paliw płynnych w 2022 r. Prognozy EIA (Energy Information Administration – Administracja Informacji Energetycznej) wskazują, że w kolejnych dwóch latach (tj. w 2023 i 2024 r.) należy spodziewać się dalszego wzrostu średnio o 1,6 mln b/d. Mimo wielu czynników wpływających na prognozowane ilości produkowanych paliw płynnych, jak: a) wzrost gospodarczy, b) zmiany w zachowaniach konsumentów, c) technologie i efektywność energetyczna, d) polityka energetyczna i regulacje, e) zmiany w cenach surowców, f) rozwój produkcji paliw alternatywnych, czy g) nowy układ geopolityczny – nadal spodziewany jest stały wzrost światowych zapasów ropy naftowej. Związane jest to głównie z trwającą nadprodukcją, tj. sytuacją w której produkcja ropy naftowej przewyższa jej aktualną konsumpcję. Sytuacja taka utrzymuje się m.in. od 2022 r.⁴, była znana w przeszłości i wynika głównie ze wzrostu produkcji w krajach eksporterów i jednoczesnym spadku popytu, konfliktów geopolitycznych i sankcji czy braku porozumień państw OPEC⁵ z resztą świata.

4 Oil and Gas Journal (OGJ), 8 marca 2023. *EIA increases global liquid fuel demand forecast for 2023*, <<https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14290747/eia-increases-global-liquid-fuel-demand-forecast-for-2023>> [dostęp 15.09.2023].

5 „OPEC jest stałą, międzyrządową organizacją, założoną w Bagdadzie 10–14 września 1960 r., przez Iran, Irak, Kuwejt, Arabię Saudyjską i Wenezuelę. Jej cel – koordynacja i ujednoczenie polityki naftowej krajów członkowskich, w celu zapewnienia stałego dochodu krajom produkującym; wydajne, ekonomiczne i regularne dostawy ropy naftowej do krajów konsumujących oraz sprawiedliwy zwrot z kapitału dla tych, którzy inwestują w przemysł naftowy. Obecnie Organizacja składa się z 13 członków: Libia dołączyła w 1962 r.; Zjednoczone Emiraty Arabskie (Abu Zabi, 1967); Algieria (1969); Nigeria (1971); Angola (2007); Gwinea Równikowa (2017). Ekwador dołączył do OPEC w 1973 r., zawiesił członkostwo w 1992 r., ponownie dołączył w 2007 r. i ponownie zawiesił członkostwo 31 grudnia 2019 r. Katar przystąpił w 1961 r. i wystąpił 31 grudnia 2018 r. Indonezja przystąpiła do OPEC w 1962 r., zawiesiła członkostwo 31 grudnia 2008 r., reaktywowała je 1 stycznia 2016 r., ale ponownie zawiesiła członkostwo 31 grudnia 2016 r. Gabon przystąpił w 1975 r. i wystąpił w 1995 r.; reaktywował swoje członkostwo 1 lipca 2016 r., Republika Konga przystąpiła do Organizacji w dniu 22 czerwca 2018 r.”. [w:] OPEC bulletin, Vol LIV, No 4, July/August 2023, s. 2.

Jednocześnie, niezmiennie, główne centra handlu i ustalania cen ropy naftowej opierają się na referencyjnych cenach światowych, takich jak dzienna cena ropy Brent lub WTI, kurs wymiany walut (USD), koszty transportu, podaży i popytu, podatki i opłaty paropodatkowe czy wpływ spekulantów i inwestorów. Skoncentrowane są w Nowym Jorku (New York Mercantile Exchange – NYMEX), Londynie (Intercontinental Exchange – ICE), Dubaju (Dubai Mercantile Exchange – DME), Singapurze (Singapore Exchange – SGX), Szanghaju (Shanghai International Energy Exchange – INE), Chicago (Chicago Mercantile Exchange – CME) i obszarze ARA dla Europy (tj. Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia).

Wykres 1: Międzynarodowa produkcja i konsumpcja ropy naftowej i innych paliw płynnych



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: U.S. Energy Information Administration Short-Term Energy Outlook, sierpień 2023 r., <https://www.eia.gov/outlooks/steo/archives/sep23.pdf>

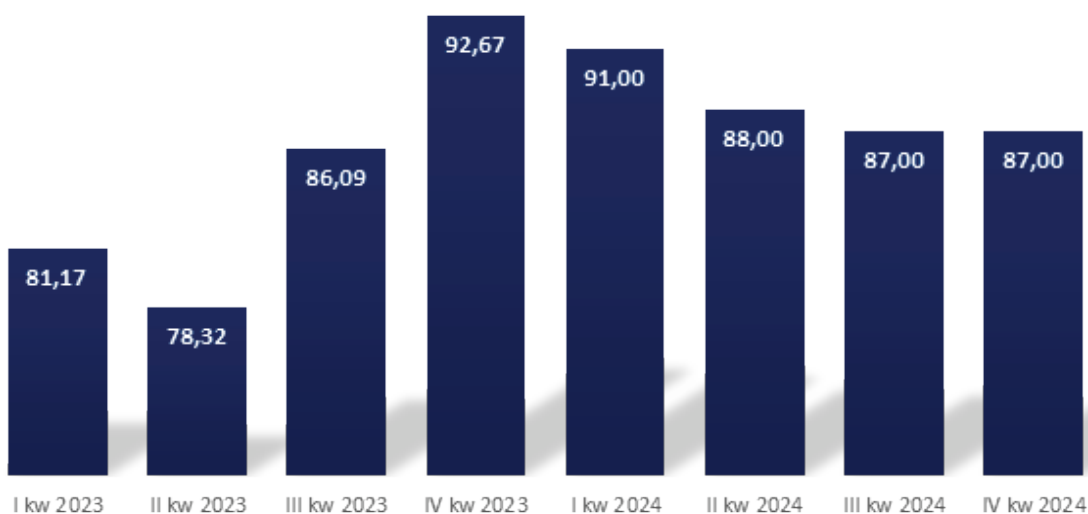
Podjęte w marcu 2023 r. działania zmierzające do ograniczenia o 500 kb/d wydobycia ropy naftowej przyczyniły się do zmniejszenia ilości sprzedawanego surowca. Mimo tego, jak wskazała EIA, produkcja i eksport paliw płynnych pochodzących z Rosji w dalszym ciągu przekracza oczekiwania, gdyż państwo to znalazło nabywców na rynkach alternatywnych. Najnowsze prognozy EIA wskazują, że produkcja

Rosja, chociaż nie jest członkiem OPEC, odgrywa istotną rolę na rynku ropy naftowej jako jeden z największych producentów i eksporterów tego surowca na świecie. W ostatnich latach doszło do kilku wspólnych działań między OPEC a Rosją w celu regulacji produkcji ropy naftowej i stabilizacji/destabilizacji cen. Współpraca ta stała się znana jako „OPEC+” i obejmuje zarówno członków OPEC, jak i nie-OPEC, takich jak Rosja. Porozumienie OPEC+ jest używane do określania poziomu produkcji ropy naftowej w celu dostosowania podaży do popytu na rynku światowym. Współpraca między OPEC a Rosją jest istotna dla stabilizacji lub destabilizacji cen ropy naftowej i regulacji, bądź deregulacji, rynku surowców energetycznych. Decyzje podejmowane przez te dwie strony mogą wpłynąć, i z reguły wpływają, na globalne ceny ropy naftowej, co z kolei ma wpływ na gospodarkę i przemysł na całym świecie.

ropy naftowej i jej pochodnych w Rosji spadnie z 10,9 mln b/d w 2022 r. do 10,3 mln b/d w 2023 r. (o 5,5%), a następnie średnio 10,1 mln b/d w 2024 r. (o 1,9% w stosunku do roku poprzedniego), czyli odpowiednio o ok. 400 000 b/d i 300 000 b/d więcej, niż prognozowała agencja w swoim EIA Short-Term Energy Outlook. Sytuacja taka implikuje wzrost prognozowanej światowej produkcji paliw płynnych i zwiększenie nadprodukcji surowca, co w efekcie doprowadzi do powstania presji na obniżenie cen pod koniec 2023 r.⁶

Zgodnie z prognozami EIA, cena ropy Brent wyniesie średnio ok. 93 USD/b w IV kwartale 2023 r. W kolejnych kwartałach ceny tego surowca powinny spadać wraz ze wzrostem zapasów ropy, aby osiągnąć prognozowany poziom 87 USD/b w drugim półroczu 2024 r.

Wykres 2: Średnia cena ropy Brent (w USD/b)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: U.S. Energy Information Administration Short-Term Energy Outlook, sierpień 2023 r., <https://www.eia.gov/outlooks/steo/archives/sep23.pdf>

Zwiększenie zapasów w 2024 r. będzie efektem mniejszego popytu na ropę naftową, wzrostu jej wydobycia w państwach innych niż OPEC, a także zakończenia dobrowolnych cięć produkcji w Arabii Saudyjskiej. Kraj ten, decyząc z 5 września 2023 r., przedłużył do końca bieżącego roku ograniczenia produkcji o 1 mln b/d.

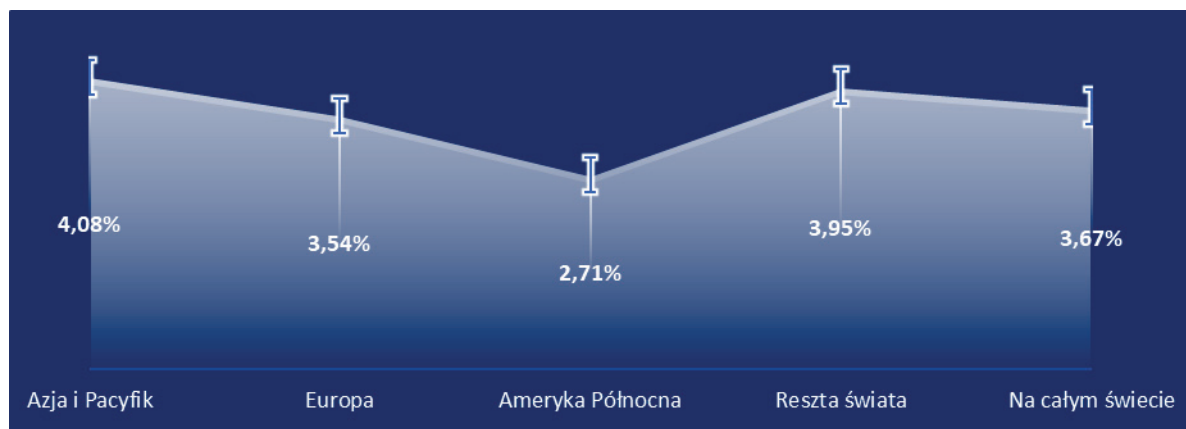
Podsumowując, należy stwierdzić, że zgodnie z prognozami światowe zapasy ropy naftowej obniżą się w III kwartale br. o 0,6 mln b/d oraz o kolejne 0,2 mln b/d w IV kwartale 2023 r. Ograniczenia w produkcji ropy przez OPEC+ utrzymają światową produkcję ropy do końca 2023 r. na poziomie niższym niż

⁶ Oil and Gas Journal (OGJ), 8 marca 2023. *EIA increases global liquid fuel demand forecast for 2023*, <<https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14290747/eia-increases-global-liquid-fuel-demand-forecast-for-2023>> [dostęp 15.09.2023].

światowy popyt na ropę. W rezultacie spodziewane jest utrzymanie ceny ropy Brent powyżej 90 USD/b do I kwartału 2024 r., a następnie obniżki do poziomu 87 USD/b. Jednak są to tylko prognozy, które mogą zostać zakłócone przez zdarzenia jednorazowe lub kryzysy systemowe. Należy także stwierdzić, że istnieje potencjał dalszych dobrowolnych cięć produkcji, który stwarza pewne ryzyko wzrostu cen ropy naftowej. Zgodnie z prognozami światowa produkcja paliw płynnych wzrośnie o 1,2 mln b/d w 2023 r., mimo niedawnych dobrowolnych obniżek produkcji z OPEC+, a w kolejnym roku o kolejne 1,7 mln b/d. Produkcja spoza OPEC staje się głównym czynnikiem wzrostu światowej produkcji ropy naftowej, na który wpływ mają takie państwa jak Stany Zjednoczone, Brazylia, Kanada i Gujana. Prognozuje się, że wydobywanie ropy naftowej w OPEC spadnie o 0,8 mln b/d w 2023 r. oraz wzrośnie o 0,4 mln b/d w 2024 r. W odniesieniu natomiast do Rosji oczekiwany jest spadek o średnio 0,3 mln b/d w bieżącym roku i poziom ten ma pozostać stosunkowo niezmienny w 2024 r.⁷

Inne źródła szacują, że całkowity złożony roczny wskaźnik wzrostu (CAGR) na całym świecie w latach 2023–2032 wyniesie 3,67%. Oczekuje się, że nie tylko region Azji i Pacyfiku osiągnie najwyższą wartość rynkową ze wszystkich regionów, wynoszącą 18,7 mld USD w 2032 r., ale również, że w okresie objętym prognozą, od 2023 do 2032 r., będzie miał najwyższy CAGR na poziomie ok. 4,1%. Tymczasem prognozy wskazują, że Europa zajmie drugie miejsce z CAGR na poziomie 3,54%⁸.

Wykres 3: Prognozowana roczna stopa wzrostu rynku olejów bazowych na całym świecie w latach 2023–2032 według regionów



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Dział Badań Statista, 25 sierpnia 2023 r., <https://www.statista.com/statistics/1389314/global-base-oil-market-value-annual-growth-rate-by-region>

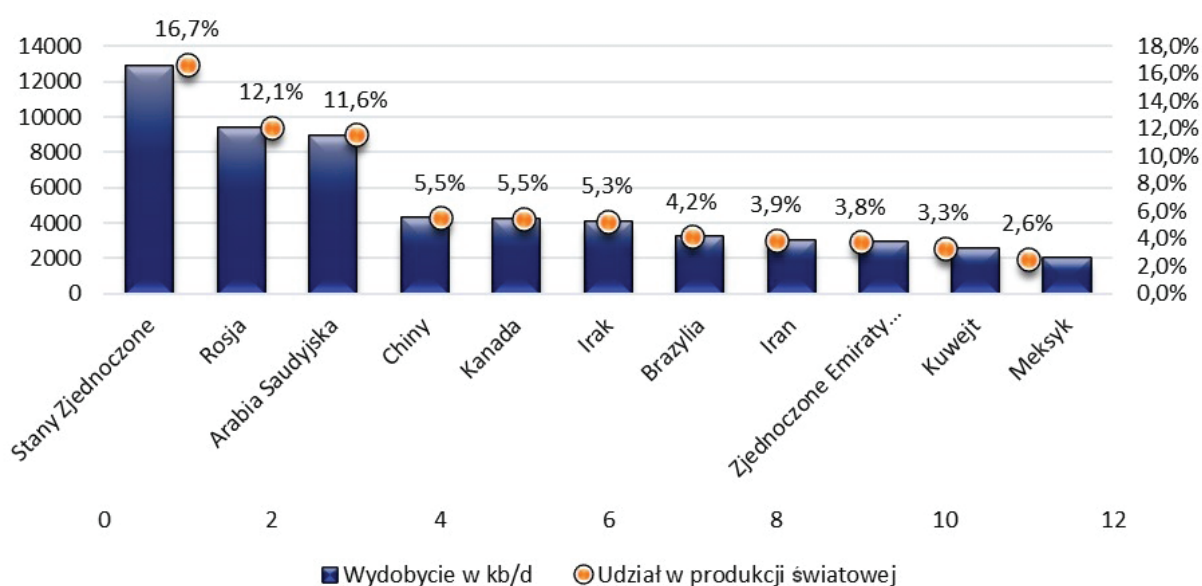
7 U.S. Energy Information Administration (EIA), 7 września 2023. *SHORT-TERM ENERGY OUTLOOK Global Oil Markets*, <https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.php> [dostęp 24.09.2023].

8 Statista, 2023. *Forecast compound annual growth rate of the base oil market worldwide from 2023 to 2032, by region*, <<https://www.statista.com/statistics/1389314/global-base-oil-market-value-annual-growth-rate-by-region/#statistic-Container>> [dostęp 24.09.2023].

1.1. ZASOBY I PRODUKCJA

Światowym liderem w wydobyciu ropy naftowej w 2023 r. w dalszym ciągu pozostają Stany Zjednoczone z produkcją na poziomie 12,8 kb/d (16,7% produkcji światowej), wyprzedzając Rosję z poziomem wydobycia 9,3 kb/d (12,1 % produkcji światowej). Kolejne pozycje zajmują Arabia Saudyjska (8,9 kb/d) oraz Chiny (4,3 kb/d).

Wykres 4: Produkcja ropy na świecie – udział procentowy:



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z: <https://pl.tradingeconomics.com/>

Szacuje się, że produkcja ropy naftowej spoza OPEC w sierpniu 2023 r. zmniejszyła się o 0,1 mb/d m/m, do średnio 73,3 mb/d, ale oznacza to jednak wzrost o 2,3 mb/d r/r. Prognozy wskazują również, że łączna produkcja ropy naftowej w 2023 r. (w państwach w spoza OPEC) wzrośnie o 1,6 mb/d r/r, osiągając 67,4 mb/d⁹.

Najnowsze dane dotyczące OPEC informują o wzroście produkcji ropy naftowej w sierpniu 2023 r. o 113 tb/d m/m (do średnio 27,45 mb/d). W rezultacie wstępne dane wskazują, że sierpniowa globalna podaż ropy pozostała niezmienną m/m i wyniosła średnio 100,7 mb/d, co oznacza wzrost o 0,16 mb/d r/r. Wzrost produkcji w kolejnych miesiącach 2023 r. będą generować: Stany Zjednoczone, Brazylia, Norwegia, Kazachstan, Gujana i Chiny. Istnieje niepewność związana z potencjałem wydobycia ropy łupkowej w USA i nieplanowanymi pracami konserwacyjnymi w pozostałej części roku.

9 OPEC, 12 września 2023. OPEC Monthly Oil Market Report.

Wyraźny spadek produkcji odnotować ma natomiast Rosja, o 0,58 mb/d, tj. spadek o 5,27 % r/r¹⁰, jednak trudno jednoznacznie ocenić czy będzie to spadek realny, czy jedynie statystyczny, umykający bilansowi, z handlu i obiegu rosyjskiej ropy naftowej w kanałach nieoficjalnych lub kamuflowanych.

Tabela 1: Produkcja ropy naftowej poza OPEC

Produkcja ropy naftowej poza OPEC w mb/d	2022	1Q23	2Q23	3Q23	4Q23	2023	Wzrost	Zmiana 2023/22 w %
Ameryka	26,92	27,9	28	28,53	28,52	28,24	1,33	4,93
w tym USA	19,28	20,1	20,66	20,64	20,5	20,48	1,19	6,19
Europa	3,58	3,69	3,64	3,65	3,87	3,71	0,13	3,7
Azja i Pacyfik	0,48	0,45	0,45	0,48	0,47	0,46	-0,01	-2,83
OECD ogółem	30,97	32,04	32,09	32,67	32,87	32,42	1,45	4,67
Chiny	4,48	4,63	4,63	4,5	4,5	4,56	0,09	1,91
Indie	0,77	0,76	0,78	0,79	0,78	0,78	0	0,58
Pozostała Azja	2,3	2,31	2,26	2,31	2,37	2,31	0,01	0,47
Ameryka Łacińska	6,34	6,69	6,76	6,88	6,8	6,78	0,45	7,05
Bliski Wschód	3,29	3,27	3,29	3,25	3,3	3,28	-0,01	-0,32
Afryka	1,29	1,24	1,27	1,28	1,3	1,27	-0,02	-1,65
Rosja	11,03	11,19	10,85	10,22	9,57	10,45	-0,58	-5,27
Pozostała Eurazja	2,83	3	2,93	2,94	2,98	2,96	0,13	4,61
Inna Europa	0,11	0,11	0,1	0,1	0,1	0,1	0	-2,73
Ogółem kraje nienależące do OECD	32,44	33,21	32,87	32,26	31,7	32,5	0,06	0,19
Całkowita produkcja spoza OPEC	63,42	65,25	64,96	64,93	64,57	64,92	1,51	2,38
Zyski z przetwarzania	2,4	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	0,07	2,96
Całkowita produkcja płynów spoza OPEC	65,81	67,72	67,43	67,39	67,04	67,39	1,58	2,4

Źródło: Opracowanie własne na podstawie OPEC Monthly Oil Market Report.

Prognozuje się, że w 2024 r. głównymi czynnikami wzrostu podaży spoza OPEC będą Stany Zjednoczone, Kanada, Gujana, Brazylia, Norwegia i Kazachstan, podczas gdy produkcja ropy naftowej ma odnotować największe spadki w Meksyku i Malezji. Rosja natomiast będzie utrzymywać w 2024 r. produkcję na poziomie zbliżonym do osiągniętego w 2023 r.¹¹

¹⁰ OPEC, 2023. <https://www.opec.org/opec_web/en/index.htm> [dostęp 17.09.2023].

¹¹ OPEC, 12 września 2023. *OPEC Monthly Oil Market Report*.

Tabela 2: Światowa produkcja płynów poza OPEC w mb/d

Produkcja płynów poza OPEC w mb/d	2023	1Q24	2Q24	3Q24	4Q24	2024	Wzrost	Zmiana 2024/23 w %
Ameryka	28,24	28,71	28,75	29,21	29,52	29,05	0,81	2,85
w tym USA	20,48	20,74	20,96	21,23	21,39	21,08	0,61	2,96
Europa	3,71	3,92	3,8	3,75	3,89	3,84	0,13	3,39
Azja i Pacyfik	0,46	0,47	0,44	0,45	0,44	0,45	-0,01	-2,87
OECD ogółem	32,42	33,1	32,99	33,41	33,85	33,34	0,92	2,83
Chiny	4,56	4,58	4,57	4,54	4,54	4,56	-0,01	-0,11
Indie	0,78	0,79	0,79	0,79	0,78	0,79	0,01	1,69
Pozostała Azja	2,31	2,29	2,27	2,25	2,25	2,26	-0,05	-2,18
Ameryka Łacińska	6,78	6,95	7,02	7,15	7,23	7,09	0,31	4,5
Bliski Wschód	3,28	3,33	3,32	3,31	3,31	3,32	0,04	1,3
Afryka	1,27	1,28	1,31	1,34	1,35	1,32	0,05	3,92
Rosja	10,45	10,27	10,39	10,52	10,63	10,45	0	-0,02
Pozostała Eurazja	2,96	3,02	3,02	3	3,04	3,02	0,06	2,1
Inna Europa	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0	-1,15
Ogółem kraje nienależące do OECD	32,5	32,63	32,8	33	33,24	32,92	0,41	1,28
Całkowita produkcja spoza OPEC	64,92	65,73	65,79	66,41	67,09	66,26	1,33	2,05
Zyski z przetwarzania	2,47	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	0,05	2,03
Całkowita produkcja płynów spoza OPEC	67,39	68,25	68,31	68,93	69,61	68,78	1,38	2,05

Źródło: Opracowanie własne na podstawie OPEC Montly Oil Market Report.

Prognozy wskazują, że trend wzrostu podaży spowolni w przyszłym roku – wzrośnie jedynie w 2023 r. o 1 mb/d w porównaniu do 1,4 mb/d. Obecnie to Stany Zjednoczone nadal dominują w zwiększeniu podaży spoza OPEC+, ale wzrosty w tym kraju mają spaść z 1,9 mb/d do 1,2 mb/d w 2024 r., ponieważ wzrost w amerykańskim sektorze łupkowym zmniejszy się o połowę. Korekty indywidualnych celów członków OPEC+ nie wpłyną istotnie na produkcję w bieżącym roku, a przedłużenie kwot do 2024 r. oznacza, że po spadku o 470 kb/d w 2023 r., produkcja OPEC+ może spaść o kolejne 200 kb/d w przyszłym roku. Może to spowodować deficyt na rynku paliw w 2024 r., szczególnie w drugiej połowie roku¹².

Branża rafineryjna stoi w obliczu trzeciej zmiany w ciągu ostatnich lat, co związane jest ze zbliżającym się szczytem popytu na paliwa do transportu drogowego, związanym ze stale rosnącą sprzedażą pojazdów

¹² International Energy Agency (IEA), czerwiec 2023. *Oil 2023 Analysis and forecast to 2028*, <<https://www.iea.org/reports/oil-2023>> [dostęp 19.09.2023].

elektrycznych, a także silnym zwiększeniem zapotrzebowania na paliwo do silników odrzutowych w najbliższych kilku latach. Stanowi to wyzwanie dla rafinerii, które będą zmuszone wprowadzić istotną zmianę strukturalną w kierunku wydajności produktów średnich destylatów i surowców petrochemicznych. Zachodzące zmiany w dynamice rafinacji są rezultatem kończącego się negatywnego szoku popytowego spowodowanego pandemią Covid-19, po której nastąpiły związane z sankcjami zakłócenia dostaw ropy wynikające z wojny Rosji na Ukrainie. Oczekuje się, że globalne moce rafineryjne do 2028 r. wzrosną o 4,4 mb/d. Szczególnie zauważalne będzie to na Bliskim Wschodzie oraz w Azji, gdzie największy wzrost zapewniają Chiny, mimo że w ciągu najbliższych kilku lat nastąpi krótkie ożywienie w rozbudowie rafinerii w basenie Atlantyku. Moce produkcyjne nowopowstałych rafinerii będą przewyższać znacznie wzrost popytu na ropę naftową, a wolne moce produkcyjne szacowane są na 8 mb/d w 2028 r.¹³

Podczas gdy w naszej prognozie nominalne moce produkcyjne wydają się więcej niż wystarczające, wewnętrzna polityka Chin, mająca na celu ograniczenie emisji z sektora rafineryjnego, może prowadzić do ciągłej zmienności wolumenów eksportu produktów i po raz kolejny zakłócić globalne przepływy dostaw i marże w perspektywie średnioterminowej. Chiny mają obecnie największy udział zainstalowanych mocy produkcyjnych na świecie po wyprzedzeniu Stanów Zjednoczonych w 2022 r. i pozostaną największym posiadaczem wolnych mocy rafineryjnych w perspektywie średnioterminowej.

Europejskie rafinerie w latach 2020–2022 zamknęły 610 kb/d mocy produkcyjnych, przedłużając tym samym długoterminowy trend zamknięć w regionie, w którym w latach 2010–2019 trwale zamknięto aż 2,3 mb/d. Szczególnie trudny okazał się rok 2022, gdy silne otoczenie marżowe pomogło odzyskać wysokie poziomy po Covid-19, jednak utrata dostaw rosyjskiej ropy naftowej do rafinerii państw UE i Wielkiej Brytanii w następstwie inwazji Rosji na Ukrainę wymusiła szybką zmianę regionalnych przepływów ropy naftowej i surowców. Od początku roku rafinerie w UE importują więcej ropy z Morza Północnego, Stanów Zjednoczonych i Afryki Północnej, aby zrekompensować utratę dostaw z Rosji.

Oprócz zeszłorocznej gwałtownej zmiany cen ropy naftowej, rafinerie musiały zmierzyć się ze wzrostem kosztów gazu ziemnego, a także z ich udziałem w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji. Koszt jednego uprawnienia Unii Europejskiej wzrósł z 40 EUR/Mt ekwiwalentu CO₂ w styczniu 2021 r. do blisko 100 EUR/Mt CO₂ w pierwszym kwartale 2023 r.¹⁴

Dane odnoszące się do 2022 r. pokazują, że emisje rafineryjne CO₂ w UE powróciły do poziomu najwyższego od 2017 r., przy czym rosły one w nieco szybszym tempie niż wzrost przerobu ropy naftowej. Spowodowana tym wyższa energochłonność skutkowałą zamknięciem prostszych mocy rafineryjnych na rzecz zwiększonego wolumenu czystych paliw transportowych. Istotnym jest fakt, że wielkość bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, które pozwalają rafineriom europejskim konkurować z podmiotami międzynarodowymi, stale spada i wynosi obecnie jedynie 65% emisji tego sektora w ubiegłym roku. Obecne ceny europejskich praw do emisji CO₂ (EUA) oznaczają koszt na poziomie 1 USD/b, co znacznie przewyższa średnie koszty z lat 2019–2020, które kształtowały się na poziomie 0,20 USD/b.

¹³ International Energy Agency (IEA), czerwiec 2023. *Oil 2023 Analysis and forecast to 2028*, <<https://www.iea.org/reports/oil-2023>> [dostęp 21.09.2023].

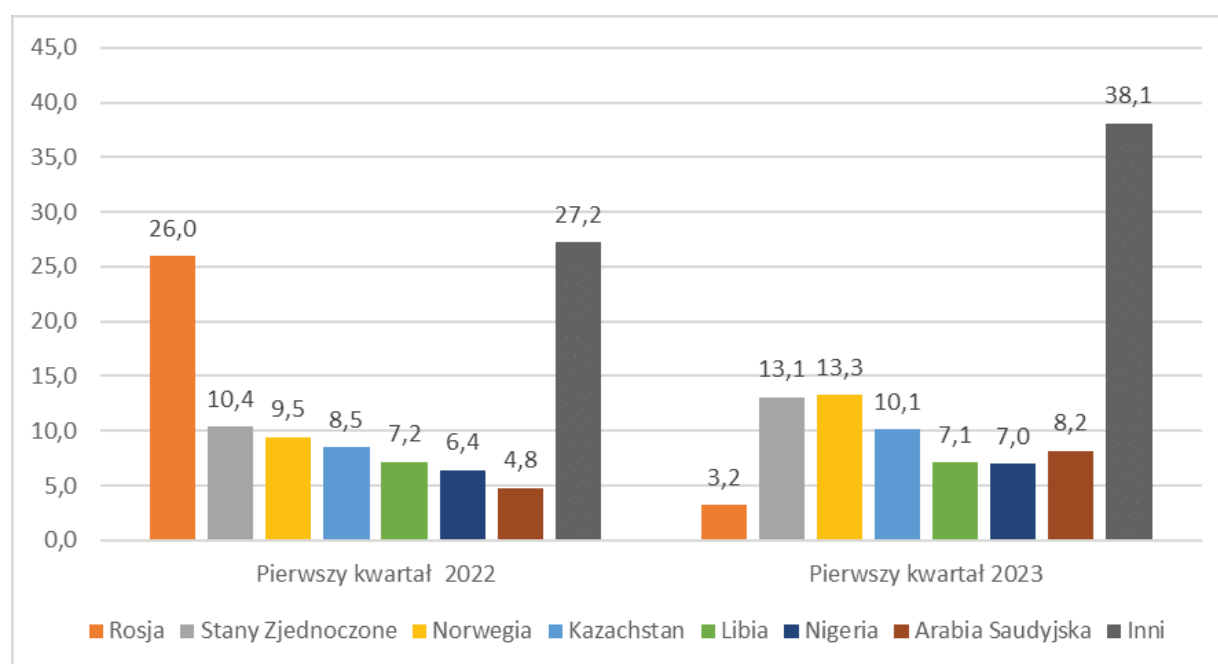
¹⁴ International Energy Agency (IEA), czerwiec 2023. *Oil 2023 Analysis and forecast to 2028*, <<https://www.iea.org/reports/oil-2023>> [dostęp 21.09.2023].

Powodem tak drastycznego wzrostu kosztu uprawnień do emisji są m.in. spekulacje oraz rosnące ceny gazu ziemnego, w efekcie czego konsumenci byli zachęceni do wykorzystania (spalania) tańszych i bardziej wysokoemisyjnych paliw. Zastępowali tym sposobem utracone dostawy rosyjskiego gazu, jednocześnie wykorzystując w znacznie większym stopniu posiadane prawa do emisji. Należy również zauważyć, że wysokie ceny gazu przekładały się bezpośrednio na koszty rafinacji z uwagi na fakt, iż gaz ziemny jest wykorzystywany zarówno jako paliwo, jak też wsad do produkcji wodoru. Prognozy wskazują, że w okresie 2023–2028 przerób rafineryjny w Europie zmniejszy się o 790 kb/d¹⁵.

Europa nie posiada własnych złóż ropy naftowej, które pozwoliłyby zaspokoić potrzeby tego regionu. Największym producentem tego surowca spośród krajów UE jest Norwegia. Jak wskazują dane historyczne, w 2021 r. około jedna czwarta ropy naftowej wykorzystywanej w Unii Europejskiej pochodziła z Rosji. Jej łączna wartość wynosiła 48 mld euro. Sytuacja ta uległa zmianie po inwazji Rosji na Ukrainę. Wojna skłoniła państwa UE do wprowadzenia sankcji na ten surowiec¹⁶.

Zgodnie z danymi Eurostatu struktura importu ropy naftowej do krajów UE kształtowała się w pierwszym I kwartale 2023 r. odmiennie niż w porównywalnym okresie roku poprzedniego.

Wykres 5: Import ropy naftowej do UE według partnerów, udział % w obrotach wartościowych



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu, Eurostat database (Comext) and Eurostat estimates <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database> [dostęp 01.09.2023].

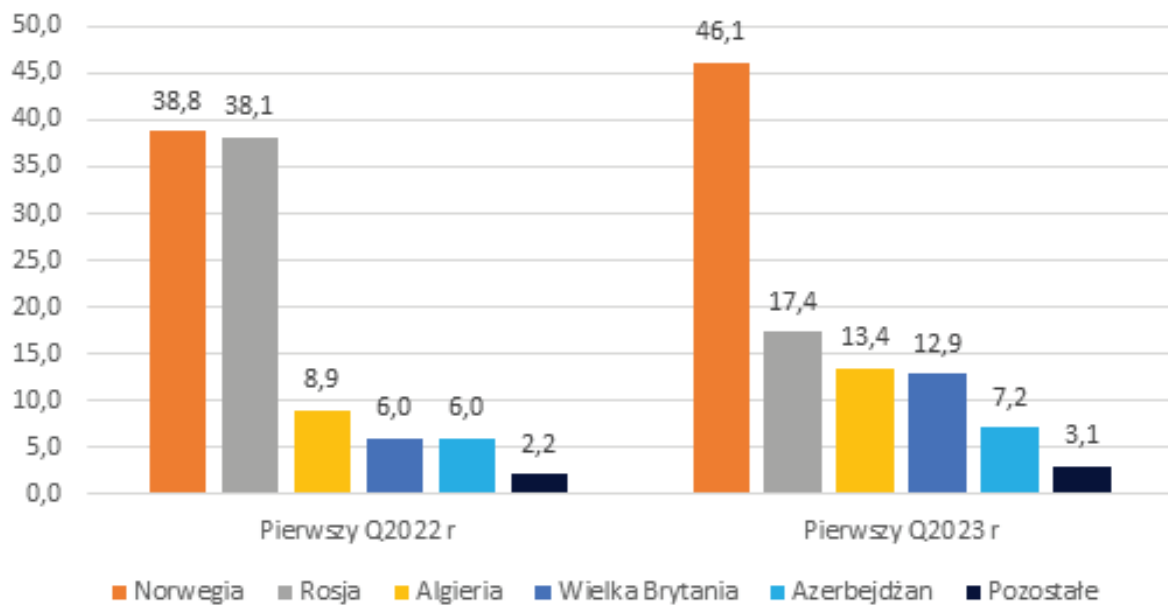
15 International Energy Agency (IEA), czerwiec 2023. *Oil 2023 Analysis and forecast to 2028*, <<https://www.iea.org/reports/oil-2023>> [dostęp 21.09.2023].

16 Forum Energii, 9 lutego 2023. *Rosyjska Ropa Znika z Europy*, <<https://www.forum-energii.eu/pl/blog/ropa>> [dostęp 21.09.2023].

Na szczególną uwagę zasługuje zmiana udziału w imporcie ropy naftowej z Rosji, który jeszcze w I kwartale 2022 r. wynosił 26%, natomiast w I kwartale bieżącego roku jedynie 3,2%.

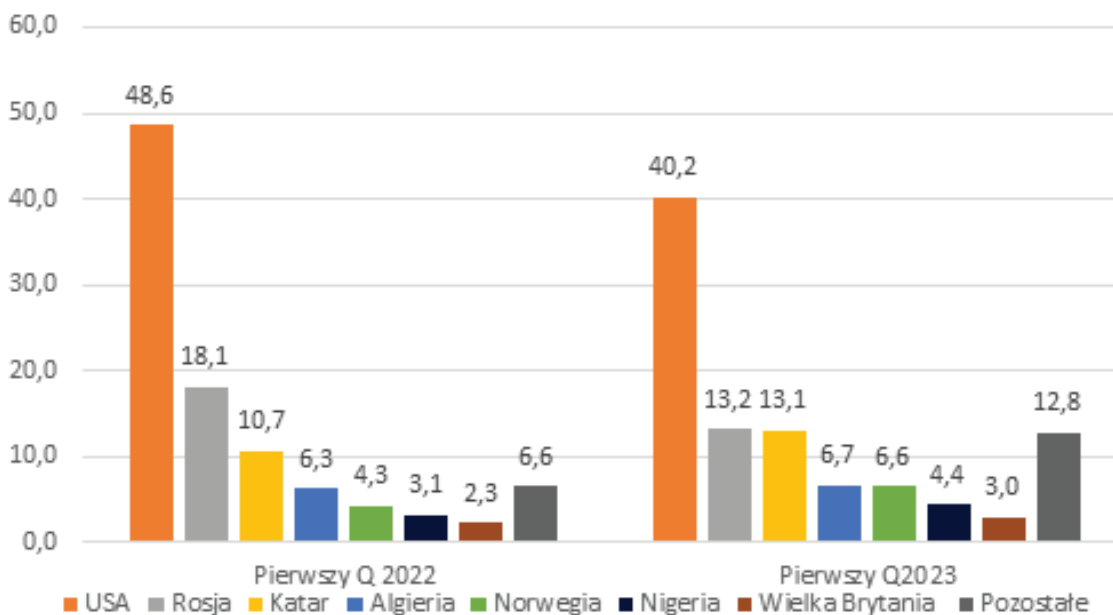
Unia Europejska nadal pozostaje zależna od importu paliw kopalnych, jednak ciągle podejmuje działania związane z dywersyfikacją dostaw gazu. Podejmowane działania dotyczą głównie ograniczenia importu tego surowca z Rosji na rzecz innych dostawców. Porównując źródła pochodzenia paliwa gazowego sprowadzonego do UE w I kwartale 2022 r. oraz 2023 r., zauważamy wyraźny spadek z poziomu 38,8% do zaledwie 17,4% udziału gazu pochodzącego z Rosji.

Wykres 6: Import do UE gazu ziemnego w stanie gazowym według partnerów (udział % w obrotach wartościowych)



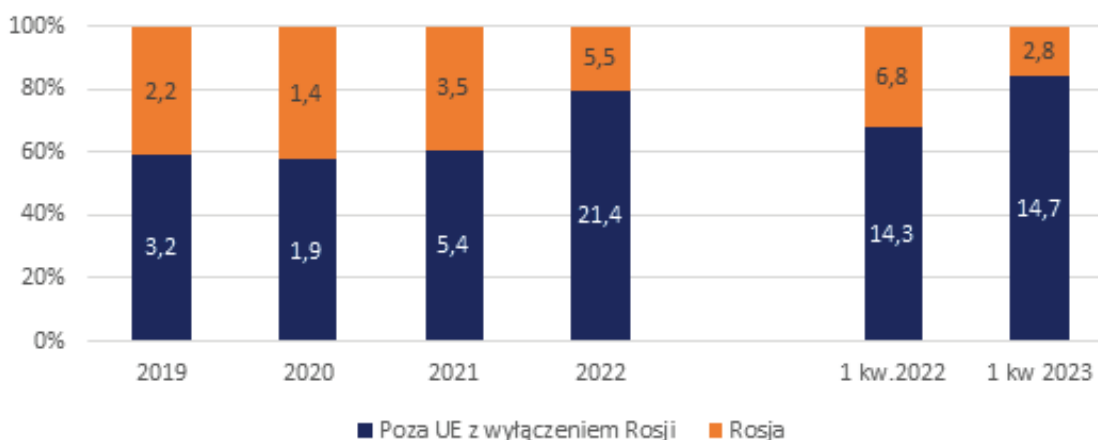
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu, Eurostat database (Comext) and Eurostat estimates <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database> [dostęp 01.09.2023].

Historyczne dane pokazują, że jeszcze do drugiej połowy 2021 r. udział Rosji w unijnym rynku gazu wynosił ok. 50%. Od tego czasu nastąpił gwałtowny spadek jej udziału na rzecz innych dostawców. Zjawisko to nabrało tempa szczególnie w 2022 r., w wyniku czego od lipca 2022 r. udział rosyjskiego gazu w imporcie do UE wyniósł mniej niż 18%, a w listopadzie – 12,9%. Odejście od tego kierunku dostaw jest jeszcze bardziej zauważalne, gdy porównamy I kwartał 2022 i 2023 r.

Wykres 7: Import skroplonego gazu ziemnego do UE według partnerów

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu, Eurostat database (Comext) and Eurostat estimates, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database> [dostęp 01.09.2023].

W 2022 r. nastąpił imponujący wzrost wartości miesięcznego importu gazu ziemnego w porównaniu z 2021 r. spowodowany jedynie rosnącymi cenami. W I kwartale 2023 r., w porównaniu z tym samym kwartałem 2022 r., łączne średnie miesięczne wartości spadły o 17%, ponieważ spadł popyt. Wydarzenia te, w połączeniu z sankcjami, zmniejszyły miesięczny import Rosji z 6,8 do 2,8 mld euro.

Wykres 8: Import gazu ziemnego do UE, 2019–2023 (średnie miesięczne wartości – mln EUR)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu, Eurostat database (Comext) and Eurostat estimates, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database> [dostęp 21.09.2023].

Wolumen importowanego gazu ziemnego był dość stabilny w latach 2021–2022. Nastąpiła jednak zmiana dostawców, a wzrost średniego miesięcznego wolumenu innych dostawców o 4,1 mln ton był prawie równy spadkowi wolumenu Rosji. W I kwartale 2023 r. całkowity miesięczny import gazu spadł do 16 mln ton, co stanowi spadek o 17% w stosunku do ilości importowanej w tym samym kwartale ubiegłego roku. Należy zauważyć, że redukcja ta może być spowodowana planem redukcyjnym UE, w którym państwa członkowskie zobowiązały się do zmniejszenia zużycia gazu w okresie od 1 sierpnia 2022 r. do 31 marca 2023 r. o co najmniej 15% w porównaniu ze średnim zużyciem gazu w tym samym okresie w ciągu poprzednich pięciu lat. Spadek importu rosyjskiego gazu utrzymywał się w I kwartale 2023 r., kiedy to Rosja importowała średnio tylko 2,3 mln ton miesięcznie, co stanowiło znaczny spadek w porównaniu z 6,7 mln ton importowanych w tym samym kwartale ubiegłego roku.

Światowe przepływy w handlu ropą naftową przechodzą istotną zmianę w związku z międzynarodowym embargiem na rosyjski eksport energii. Około 2,5 mb/d rosyjskiej ropy naftowej zostało wycofane z Europy i krajów G7, podczas gdy kolejne 2 mb/d produktów musiało znaleźć nowe rynki zbytu. Długi okres przed wejściem w życie embarga UE na ropę naftową i produkty ropopochodne oraz limit cenowy G7, który pozwolił na wykorzystanie usług morskich UE do transportu rosyjskiej ropy do krajów trzecich, ułatwiły przekierowanie przepływów ropy i zminimalizowały straty produkcyjne na rynku globalnym. Europejskie rafinerie były w stanie pozyskiwać ropę naftową od nowych dostawców, w szczególności ze Stanów Zjednoczonych i Bliskiego Wschodu, podczas gdy większe ilości ropy naftowej z Morza Północnego pozostały w regionie.

Mocno przeceniona rosyjska ropa naftowa znalazła nowych nabywców głównie w Azji. Indie zwiększyły zakupy z niemal zerowego poziomu do blisko 2 mb/d, podczas gdy Chiny zwiększyły dostawy o 500 kb/d do 2,2 mb/d. W maju 2023 r. prawie 80% rosyjskiego eksportu ropy naftowej trafiło do Indii i Chin. Światowe przepływy w handlu tymi produktami również uległy dramatycznym zmianom w odpowiedzi na embarga G7 i UE na rosyjską ropę, które weszły w życie w 2022 i na początku 2023 r. Rosja miała wcześniej duży udział w imporcie benzyny ciężkiej, oleju napędowego i oleju opałowego do Europy, a także surowców do Stanów Zjednoczonych.

Substytuty importowe na tych rynkach pochodziły z innych krajów, w tym z Ameryki Północnej, Bliskiego Wschodu i Azji. Rosyjskie wolumeny były z kolei kierowane do Turcji, na wschód od Suez, do Ameryki Łacińskiej i Afryki. Wezwanie dostępnych tankowców do przewożenia wolumenów na większe odległości znacznie zacieśniło rynek dostępnych zdolności przewozowych i podniosło stawki frachtowe. W perspektywie średnioterminowej przepływy handlowe w zakresie ropy naftowej i produktów będą rosły. Nadwyżka ropy naftowej i kondensatu w basenie Oceanu Atlantyckiego, z wyłączeniem Rosji, wzrośnie o 4,3 mb/d, do 4,5 mb/d, w związku ze wzrostem produkcji w Stanach Zjednoczonych, Brazylii i Gujanie, przy jednoczesnym spadku aktywności rafinerii w związku ze spadkiem popytu na paliwa transportowe. Ciągły wzrost popytu w Azji zdecydowanie przewyższy zwiększone dostawy ropy naftowej z Bliskiego Wschodu w okresie objętym prognozą.

Zapotrzebowanie Azji na import ropy naftowej i kondensatu w 2028 r. wzrośnie o 4,8 mb/d, do 28 mb/d. Biorąc pod uwagę, że eksport ropy naftowej i kondensatu z Bliskiego Wschodu jest ograniczony przez

1.2. WSKAŹNIKI POPYTOWE

uruchamianie nowych rafinerii i rozdzielaczy oraz zapotrzebowanie na dostawy OPEC, nadwyżka ropy naftowej z basenu Atlantyku będzie odgrywać kluczową rolę w zaspokajaniu azjatyckiego popytu do 2028 r.¹⁷

1.2. WSKAŹNIKI POPYTOWE

Z raportu International Energy Agency (IEA) wynika, że globalny popyt na ropę wzrośnie z 102,3 mln baryłek dziennie w 2023 r. do 105,7 mln w roku 2028. Przewidywania wskazują jednak, że w kolejnych latach dynamika wzrostów będzie malała, co wynika z prowadzonej transformacji energetycznej. Na kreowanie popytu będą miały wpływ kraje Azji, w tym głównie Chiny, choć będzie on również rość w Ameryce Łacińskiej, Afryce i na Bliskim Wschodzie. Natomiast w krajach Europy i Ameryce Północnej będzie wykazywał powolną tendencję spadkową już od 2024 r. Kraje spoza OECD odpowiadają za 90% wzrostów w tym roku, ponieważ popyt w krajach OECD pozostaje słaby w obliczu obecnego załamania w przemyśle wytwórczym¹⁸.

W 2024 r. coraz bardziej niekorzystny klimat makroekonomiczny będzie oddziaływał negatywnie, a ponieważ ożywienie po pandemii w dużej mierze się skończy, w efekcie wzrost popytu na ropę spowolni do 860 kb/d.

Tabela 3: Globalny popyt na ropę naftową (ujęcie regionalne)

Kraj	Globalny popyt według regionów w tys. baryłek dziennie				Zmiana 2023/2022 (w kb/d)	Zmiana 2024/2023 (w kb/d)	Zmiana 2023/2022	Zmiana 2024/2023
	2021	2022	2023	2024				
Afryka	4 044	4 235	4 297	4 432	62	135	1,5%	3,1%
Ameryka	30 316	31 217	31 420	31 269	203	-151	0,7%	-0,5%
Azja/Pacyfik	35 894	36 074	38 044	38 990	1 970	946	5,5%	2,5%
Europa	13 875	14 288	14 342	14 214	54	-128	0,4%	-0,9%
FSU	48 833	4 941	4 906	4 900	-35	-6	-0,7%	-0,1%
Bliski Wschód	8 483	9 046	9 244	9 303	198	59	2,2%	0,6%
Świat	97 495	99 802	102 252	103 108	2 450	856	2,5%	0,8%
OECD	44 802	45 948	46 237	45 840	289	-397	0,6%	-0,9%
Kraje nienależące do OECD	52 693	53 854	56 015	57 268	2 161	1253	4,0%	2,2%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie IEA Oil Market Report, <https://www.iea.org/> [data dostępu: 21.09.2023].

¹⁷ International Energy Agency (IEA), czerwiec 2023. *Oil 2023 Analysis and forecast to 2028*, <<https://www.iea.org/reports/oil-2023>> [dostęp 21.09.2023].

¹⁸ OPEC, 12 września 2023. *OPEC Monthly Oil Market Report*.

Sektor petrochemiczny pozostanie kluczowym czynnikiem napędzającym globalny wzrost popytu na ropę naftową, a skroplony gaz ropopochodny (LPG), etan i benzyna będą odpowiadały za ponad 50% wzrostu w latach 2022–2028 i prawie 90% wzrostu w porównaniu z poziomami sprzed pandemii. Sektor lotniczy będzie się silnie rozwijał, ponieważ podróże lotnicze powróciły do normy po ponownym otwarciu granic. Na początku 2023 r. popyt na paliwo lotnicze był nadal niższy od poziomów z 2019 r. o ponad 1 mb/d, czyli o 13%. Szybko przyspiesza i przyczynia się do największego wzrostu wśród wszystkich produktów w okresie prognozy, zwiększając się o 2 mb/d. Jednak poprawa wydajności i zmiany zachowań spowolnią tempo wzrostu, więc konsumpcja tego produktu osiągnie poziom z 2019 r. dopiero w 2027 r.

Tabela 4: Globalny popyt na ropę naftową (produkt)

Globalny popyt na ropę według produktów (mb/d), 2019–2028												
Kraj	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2022-28 tempo wzrostu	2022-28 wzrost
LPG i etan	13,2	13,2	13,8	14,2	14,4	14,6	14,8	15,1	15,5	15,9	12,0%	1,7
Nafta	6,6	6,4	6,9	6,8	7,0	7,4	7,8	8,0	8,2	8,3	22,1%	1,5
Benzyna silnikowa	26,7	23,7	25,6	26,0	26,6	26,6	26,6	26,4	26,1	25,8	-0,8%	-0,2
Paliwo lotnicze i nafta	8,0	4,7	5,2	6,2	7,3	7,5	7,6	7,9	8,0	8,2	32,3%	2
Olej napędowy	28,3	26,1	27,5	28,3	28,4	28,5	28,7	28,7	28,8	28,9	2,1%	0,6
Pozostały olej opałowy	6,2	5,6	6,2	6,5	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	3,1%	0,2
Inne produkty	11,8	11,9	12,2	11,8	11,8	11,9	11,9	12,0	12,0	12,0	1,7%	0,2
Produkty ogółem	100,7	91,7	97,5	99,8	102,3	103,1	104,1	104,8	105,3	105,7	5,9%	5,9

Źródło: Opracowanie własne na podstawie International Energy Agency Report: OIL 2023 Analysis and forecast to 2028, <https://www.iea.org/reports/oil-2023> [data dostępu: 21.09.2023].

Globalny rynek ropy naftowej powoli powraca do równowagi po trzech burzliwych latach, w których istniejące relacje zostały zakłócone najpierw przez pandemię Covid-19, a następnie w związku z inwazją Federacji Rosyjskiej na Ukrainę. Obecnie ceny ropy naftowej na rynkach międzynarodowych powróciły do poziomów sprzed wojny. Będąc efektem powyższego zmiany w globalnych przepływach handlowych oraz awaryjne uwolnienia w 2022 r. zapasów przez kraje członkowskie Międzynarodowej Agencji Energetycznej, pozwoliły na odbudowę zapasów przemysłowych, łagodząc napięcia rynkowe.

Obecnie rynek ropy naftowej znajduje się stale pod presją z uwagi na ograniczenia w wydobywaniu tego surowca przez państwa zrzeszone w OPEC¹⁹, jednak sytuacja ma ulec zmianie w latach 2024–2028.

¹⁹ Do OPEC należą: Algieria, Angola, Arabia Saudyjska, Ekwador, Irak, Iran, Katar, Kuwejt, Libia, Nigeria, Wenezuela i Zjednoczone Emiraty Arabskie (wyjaśnienia dot. OPEC+ zawarto we wstępie).

Konflikt pomiędzy Rosją a Ukrainą spowodował gwałtowny wzrost cen ropy naftowej, przesuwając na najpierwszy plan obawy o bezpieczeństwo dostaw oraz zachęcając do przyspieszenia i wdrażania czystych technologii energetycznych.

Prognozuje się, że łączna podaż ropy naftowej osiągnie w bieżącym roku rekordowo wysoki poziom 101,3 mb/d, a w 2024 r. wyniesie 102,3 mb/d. Już w maju bieżącego roku światowa podaż ropy spadła do 100,6 mb/d (o 660 kb/d) po tym, jak niektórzy producenci OPEC+ zaczęli wprowadzać dodatkowe cięcia. Kolejne ograniczenia wprowadzone zostały przez Arabię Saudyjską, która w lipcu ograniczyła wydobycie o kolejne 1 mb/d. Eksport rosyjskiej ropy naftowej pozostawał na tym samym poziomie co w roku 2022, odnotowując na początku 2023 r. jedynie niewielki spadek o 260 kb/d do 7,8 mb/d.

Głównymi odbiorcami rosyjskiego surowca były Chiny i Indie, które przyjmowały co najmniej 56% całkowitego rosyjskiego eksportu, natomiast dostawy do Afryki, Bliskiego Wschodu i Ameryki Łacińskiej stanowiły kolejne 12%. Szacowane przychody z eksportu spadły o 1,4 mld USD, do 13,3 mld USD, czyli o 36% w porównaniu z rokiem ubiegłym, a średnie ceny ropy spadły z 60 USD za baryłkę w kwietniu do 55 USD za baryłkę w maju. Prognozy wykazują, że globalna przepustowość rafinerii w 2023 r. wzrośnie o 1,8 mb/d w 2023 r. i 1 mb/d w 2024 r., kiedy wyniesie średnio 83,4 mb/d. Prognozowany w przyszłym roku dalszy spadek przerobu ropy naftowej w krajach OECD jest z nadwyżką kompensowany przez wzrost aktywności w krajach spoza OECD o 1,3 mb/d. Nowe moce produkcyjne w Omanie i Kuwejcie oraz duża dostępność zdyskontowanej rosyjskiej ropy naftowej w Azji odsuwają aktywność od basenu Atlantyku²⁰.

Ekspansja globalnych mocy produkcyjnych ropy naftowej, zdominowana przez Stany Zjednoczone i innych producentów w obu Amerykach, ma stopniowo słabnąć w perspektywie średnioterminowej. Jednak zyski nadal nadążają za wolniejszym tempem prognozowanego wzrostu popytu w latach 2023–2028. Prognozuje się, że łączne światowe moce produkcyjne wzrosną netto o 5,9 mb/d, do 111 mb/d do 2028 r., ale wyraźne spowolnienie wzrostu w USA spowoduje, że ogólny globalny wzrost zgodności produkcyjnych zmniejszy się rocznie ze średnio 1,9 mb/d w latach 2022–2023 do zaledwie 300 kb/d do końca 2028 r.

Znaczne spowolnienie w budowaniu mocy produkcyjnych w dużej mierze odzwierciedla globalny zwrot w kierunku czystszej energii i odpowiadające mu perspektywy słabszego popytu. Tworzy to poduszkę wolnych zdolności produkcyjnych w wysokości średnio 4,1 mb/d, skoncentrowaną w Arabii Saudyjskiej i Zjednoczonych Emiratach Arabskich, co powinno pomóc w zapewnieniu odpowiedniego zaopatrzenia światowych rynków w perspektywie średnioterminowej²¹.

Należy jednocześnie pamiętać, że istnieje szereg czynników mogących wpłynąć na równowagę rynkową w średnim okresie. Należą do nich przede wszystkim niepewne globalne warunki gospodarcze, kierunek decyzji podejmowanych przez OPEC, a także polityka Chin w zakresie przemysłu rafineryjnego. Powyższe elementy będą odgrywać kluczową rolę w równoważeniu rynków ropy naftowej i jej produktów.

20 International Energy Agency (IEA), 14 czerwca 2023. *Oil Market Report – June 2023*, <<https://www.iea.org/reports/oil-market-report-june-2023>> [dostęp 21.09.2023].

21 International Energy Agency (IEA), czerwiec 2023. *Oil 2023 Analysis and forecast to 2028*, <<https://www.iea.org/reports/oil-2023>> [dostęp 21.09.2023].

1.3. INWESTYCJE

Globalne inwestycje w wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego, które zostały zakłócone przez Covid-19 oraz utrzymującą się niepewność z powodu przyspieszenia transformacji energetycznej, mają wzrosnąć o ok. 11% w 2023 r., do szacunkowej kwoty 528 mld USD, w porównaniu do 401 mld USD w 2021 r. i 474 mld USD w 2022 r.

Oczekuje się, że inwestycje wydobywcze w 2023 r. osiągną najwyższy poziom od 2015 r. Prognozy zakładają, że główni producenci ropy naftowej utrzymają swoje plany zwiększania mocy produkcyjnych nawet w sytuacji spowolnienia wzrostu popytu. Będą efektem tych zamierzeń poduszka wolnych zdolności przerobowych w wysokości co najmniej 3,8 mb/d, skoncentrowana na Bliskim Wschodzie, powinna zapewnić odpowiednie zaopatrzenie światowych rynków ropy naftowej przez najbliższe pięć lat. Plany inwestycyjne w sektorze wydobywczym w 2023 r. są niższe o ok. 47% niż miało to miejsce w 2014 r. Spowodowane jest to m.in.: dążeniem do wzrostu wydajności, kontrolą kosztów i dyscypliną kapitałową, które ulegały zmianom podejmowanym z uwagi na kryzys bilansowy wywołany pandemią. Powyższe elementy znacząco obniżyły koszty prognozy rentowności odwiertów.

Z uwagi jednak na zaostrzenie polityki pieniężnej i trwający niedobór siły roboczej, wyższe stawki za platformy wiertnicze i koszty materiałów niwelują wypracowane zyski, zwiększając presję kosztową. Globalny wskaźnik kosztów wydobycia IEA wzrósł o 22% w 2022 r. w porównaniu z 2020 r., a wskaźnik kosztów łupkowych IEA w USA wzrósł o 38%. Jednak globalne i amerykańskie koszty rozwoju pozostają odpowiednio o 15% i 5% niższe niż w 2014 r. Koncerny naftowe zainwestowały o 14% więcej w 2022 r., przekraczając poziom z 2019 r., głównie dzięki budowaniu zdolności produkcyjnych w Arabii Saudyjskiej i Zjednoczonych Emiratach Arabskich. I tak Saudi Aramco zwiększyło swoje wydatki na wydobycie o ok. 24%, do 29 mld USD, i planuje dalszy wzrost w celu zwiększenia swoich zdolności wydobywczych ropy naftowej do 13 mb/d do 2027 r. Natomiast Adnoc ze Zjednoczonych Emiratów Arabskich planuje wydać 150 mld USD w ciągu najbliższych pięciu lat. Nakłady inwestycyjne w sektorze wydobywczym największych firm, w tym BP, Chevron, Conoco Phillips, Eni, ExxonMobil, Shell i TotalEnergies, wzrosły o 14 mld USD w 2022 r. po odnotowaniu spadków w latach 2020–2021. Opóźnienia projektów i zwiększona efektywność kapitałowa przyczyniły się do niższych niż oczekiwano wydatków tej grupy.

Prognozy dotyczące nakładów inwestycyjnych na 2023 r. wskazują na dalszy umiarkowany wzrost. Cięcia inwestycyjne dotknęły wydatków na poszukiwania bardziej niż na inne segmenty działalności. W rezultacie odkrycia ropy konwencjonalnej w 2021 r. spadły do najniższego poziomu od 2016 r., mniej niż 5 mld baryłek znalezionych, dorównując niemalże tym samym najniższemu poziomowi od 50 lat i połowie średniej rocznej obserwowanej w poprzedniej dekadzie. W 2022 r. poziom odkryć nieznacznie wzrósł, do 6 mld baryłek, ale nadal jest daleki od historycznych średnich.

W ciągu ostatniej dekady wpływ na globalną podaż niższych wydatków na poszukiwania był niewielki, gdyż wzrost produkcji ropy niekonwencjonalnej (z łupków) – odpowiadający za 130% całkowitego światowego wzrostu w tym okresie – z nawiązką równoważył spadki produkcji ropy konwencjonalnej²².

22 International Energy Agency (IEA), czerwiec 2023. *Oil 2023 Analysis and forecast to 2028*, <<https://www.iea.org/reports/oil-2023>> [dostęp 21.09.2023].

Nowe zakłady petrochemiczne są silnie skoncentrowane w Chinach, które będą odpowiadać za 51% wszystkich nowych mocy produkcyjnych olefin i 48% przyrostowego zużycia surowców olefinowych na bazie ropy naftowej w okresie 2022–2028. Całkowite zużycie benzyny ma wzrosnąć o 1 mb/d od 2022 r. do 2028 r. (170 kb/d rocznie), a LPG o 530 kb/d (90 kb/d rocznie), odpowiadając łącznie za 54% wzrostu popytu na ropę w Chinach. Chińska produkcja w latach 2019–2025 będzie większa niż łączna moc istniejących zakładów petrochemicznych w Europie OECD i Azji Oceanii. Będzie to miało znaczny wpływ na rozkład działalności petrochemicznej i zużycie ropy naftowej jako surowca w całym okresie objętym naszą prognozą. Udział Chin w globalnym popycie na surowce olefinowe wzrośnie z 14% w 2019 r. do prawie 26% do 2025 r. i pozostanie na zbliżonym poziomie do 2028 r.

Przed inwazją na Ukrainę oczekiwano, że całkowita produkcja ropy naftowej w Rosji wzrośnie o 100 kb/d i osiągnie 11,3 mb/d w 2025 r., po czym ulegnie zmniejszeniu. Obecne prognozy wskazują jednak, że podaż kształtować się będzie ok. 600 kb/d poniżej tych przedwojennych szacunków. W 2022 r. całkowita podaż ropy wzrosła jedynie o 220 kb/d, do 11,1 mb/d. Należy zaznaczyć przy tym, że pomimo sankcji podaż rosyjskiej ropy utrzymała się na wyjątkowo dobrym poziomie. Eksport ropy naftowej oraz jej produktów z Rosji został przekierowany na nowe rynki. Jest to wynikiem zastosowania dużych rabatów cenowych, które przyciągają podmioty gotowe zaryzykować współpracę handlową w obsłudze i dystrybucji tego surowca.

Jednocześnie w zachodniosyberyjskim hubie naftowym trwa intensyfikacja wierceń. W rezultacie w 2024 r. spodziewany jest niewielki spadek podaży ropy (o zaledwie 290 kb/d rok do roku) do 10,8 mb/d. Szacunki te na lata 2023–2024 uwzględniają zadeklarowane przez Moskwę ograniczenie produkcji (o 500 kb/d), które potrwa od marca do końca 2024 r.²³

Rosja, jako trzeci co do wielkości producent ropy naftowej na świecie (po Stanach Zjednoczonych i Arabii Saudyjskiej), twierdzi, że znalezienie nowych rynków będzie wyzwaniem, a projekty wydobywcze mogą zostać opóźnione, co jest wynikiem trudności z zabezpieczeniem przez krajowych producentów sprzętu i finansowania z uwagi na wycofanie się zagranicznych inwestorów i pożyczkodawców z Rosji.

W rezultacie zakładane jest dalsze zmniejszenie podaży ropy naftowej w perspektywie do 2028 r. (o 710 kb/d). Zdolność Rosji do samofinansowania działalności przemysłu naftowego, a także możliwość ewentualnego dostępu do chińskiego sprzętu i usług mogą jednak częściowo zapobiec gwałtownemu spadkowi. Z drugiej strony ewentualne zaostrzenie zachodnich sankcji nałożonych na Rosję może skutkować ostrzejszym trendem spadkowym. W okresie przed inwazją na Ukrainę najwięksi rosyjscy producenci ropy naftowej planowali znaczny wzrost inwestycji mających na celu zwiększenie wydobycia, jednak obecnie plany te w większości są zawieszane. W przeszłości Rosja była zainteresowana wykorzystaniem swoich ogromnych zasobów w Arktyce, aby zapewnić wzrost wydobycia wspierający produkcję w związku z ewentualnym wyczerpywaniem się dotychczasowych złóż. Ewentualne wykorzystanie tych trudnych do wydobycia rezerw wymagać będzie znacznych i bardziej kosztownych działań w porównaniu ze złożami konwencjonalnymi.

23 International Energy Agency (IEA), czerwiec 2023. *Oil 2023 Analysis and forecast to 2028*, <<https://www.iea.org/reports/oil-2023>> [dostęp 21.09.2023].

Obecnie nie wiadomo, czy megaprojekt Vostok Oil, będący kluczowym źródłem rozwoju wydobycia w Arktyce, będzie w stanie osiągnąć założone cele rozwojowe. Pierwotnie zakładano, że projekt ten już w 2024 r. osiągnie wydobycie na poziomie 600 kb/d. Oficjalne informacje pochodzące od firmy Rosneft (największego producenta ropy naftowej w Rosji) wskazują, że projekt ten jest realizowany, a w jego ramach rozpoczęto wiercenia na polu Payakha. Jednak zakładane przed inwazją zwiększenie wydobycia do ponad 1,5 mb/d na obecnym etapie wydaje się coraz trudniejsze do osiągnięcia w perspektywie średnioterminowej²⁴.

²⁴ International Energy Agency (IEA), czerwiec 2023. *Oil 2023 Analysis and forecast to 2028*, <<https://www.iea.org/reports/oil-2023>> [dostęp 21.09.2023].

2. EUROPEJSKI RYNEK ZMIAN DLA PALIW PŁYNNYCH

W ostatnich latach kwestie związane z ochroną środowiska i zmianami klimatycznymi stały się jednymi z najważniejszych wyzwań na globalnym poziomie, w związku z czym wymaga współpracy państw z całego świata.

W 2015 r. światowi przywódcy uzgodnili nowe ambitne cele w walce ze zmianami klimatu w ramach Porozumienia Paryskiego (Porozumienie Ramowe Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu, ang. Paris Agreement), w którym rządy postanowiły zatrzymać wzrost średniej globalnej temperatury na poziomie poniżej 2°C względem poziomu z czasów przedprzemysłowych i starać się, by było to nie więcej niż 1,5°C. Ponadto sygnatariusze zobligowali się do redukcji emisji gazów cieplarnianych, jak dwutlenek węgla (CO₂) i metan, wspierając jednocześnie proces dostosowań do zmian klimatu.

Porozumienie Paryskie weszło w życie 4 listopada 2016 r., gdy spełniony został warunek jego ratyfikacji przez co najmniej 55 państw odpowiedzialnych za co najmniej 55% globalnych emisji gazów cieplarnianych. Porozumienie ratyfikowały wszystkie państwa UE.

Ponadto, w odpowiedzi na zmieniające się realia i rosnące zaniepokojenie społeczne, Unia Europejska wprowadziła Europejski Zielony Ład – ambitny plan działania mający na celu przekształcenie gospodarki w sposób zrównoważony przy jednoczesnym osiągnięciu neutralności klimatycznej do 2050 r.

Chociaż wiele sektorów przemysłowych przyjęło ten program z optymizmem i gotowością do wprowadzenia zmian, branża paliw płynnych stanęła przed poważnymi wyzwaniami adaptacyjnymi. Konieczność przejścia na czystsze źródła energii oraz zmniejszenie zależności od paliw kopalnych wymaga innowacji technologicznych i nowego podejścia do produkcji oraz dystrybucji.

2.1. UNIJNY CEL REDUKCJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH – „FIT FOR 55”

Dla branży paliw płynnych, która przez lata odgrywała dominującą rolę w europejskim miksie energetycznym, pakiet „Fit for 55” oznacza fundamentalne zmiany.

Tradycyjne paliwa płynne, będąc jednym z głównych źródeł emisji gazów cieplarnianych, znajdują się w centrum uwagi nowych regulacji.

Fit for 55 jest unijnym pakietem klimatycznym, którego celem jest:

- a) do roku 2030 ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 55% w porównaniu do roku 1990 – stąd też nazwa pakietu „Fit for 55%”;
- b) do roku 2050 osiągnięcie przez Unię Europejską neutralności klimatycznej, tj. zachowania równowagi pomiędzy emisją gazów cieplarnianych a ich pochłanianiem.

Pakiet składa się z wniosków ustawodawczych – niektóre z nich są nowe, inne stanowią zmiany istniejących już przepisów.

Do aktualizacji obowiązujących przepisów UE należą:

- rewizja unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS),
- reforma rozporządzenia o LULUCF (ang. Land Use, Land Use Change and Forestry),
- przegląd rozporządzenia ws. wspólnych działań na rzecz redukcji (ESR),
- rewizja dyrektywy ws. infrastruktury paliw alternatywnych (AFID),
- nowelizacja rozporządzenia określającego normy emisji CO₂ dla samochodów osobowych i dostawczych,
- rewizja dyrektywy ws. opodatkowania energii.

Do nowych propozycji legislacyjnych należą:

- nowa strategia leśna UE,
- mechanizm regulacji granicy emisji dwutlenku węgla (CBAM),
- instrument społeczny na rzecz działań na rzecz klimatu,
- ReFuelEU Aviation (dotycząca zrównoważonych paliw lotniczych),
- FuelEU Maritim (dotycząca ekologizacji europejskiej przestrzeni morskiej),
- Fit for 55 – nowy system handlu emisjami dla transportu drogowego oraz budynków (EU ETS 2).

Należy podkreślić, iż branży paliwowej dotyczą zmiany dotyczące unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). System ten został ustanowiony na mocy Dyrektywy 2003/87/WE²⁵, stanowiąc podstawę unijnej polityki klimatycznej i jej kluczowe narzędzie służące do redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Unijny system handlu uprawnieniami do emisji (z ang. EU Emissions Trading System, dalej EU ETS) jest nazywany kluczowym elementem polityki UE w celu przeciwdziałania zmianom klimatycznym

²⁵ Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz.U.UE.L.2003.275.32).

i redukcji emisji gazów cieplarnianych. W ramach pakietu Fit for 55 została uchwalona Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Z punktu widzenia branży paliwowej najważniejszą zmianą w systemie handlu uprawnieniami do emisji (ETS) dla transportu drogowego jest pakiet „Fit for 55”, w którym tworzy się nowy system handlu uprawnieniami obejmujący sektor transportu drogowego (i m.in. budynki) od 1 stycznia 2027 r. (BRT/ETS2). Regulacje europejskie w tym zakresie będą stanowić mocny cios dla wielu firm i gospodarstw domowych w Polsce i Europie, a także dla branży paliw płynnych. Nadchodzące lata będą okresem adaptacji, innowacji i przetrwania w coraz bardziej regulowanym środowisku. System ETS2 przyczyni się do trwałego ograniczenia dochodów rozporządzalnych w gospodarstwach domowych, prowadząc do jeszcze większego rozwarstwienia i wykluczenia społecznego. Docelowo system ETS2 obciąży każdego obywatela państw UE i jest wielce prawdopodobne, że doprowadzi do migracji przedsiębiorstw do bardziej przyjaznych jurysdykcji legislacyjnych i podatkowych (poza UE), prowadząc do spadku mobilności społeczeństwa zmagającego się z trwałym wzrostem cen, niebilansowanym dostatecznym wzrostem wynagrodzeń.

Transport drogowy od dawna był uznawany za należący do głównych sprawców wzrostu emisji CO₂ w Europie. Transport drogowy jest jedynym sektorem, w którym emisje gazów cieplarnianych wzrosły w ciągu ostatnich trzech dekad – w latach 1990–2019 – o więcej niż 33%²⁶.

Konieczność zakupu uprawnień do emisji może wpłynąć na wzrost kosztów transportu, co z kolei może skutkować podwyższeniem cen towarów przewożonych tym transportem, jak i wzrostem kosztów utrzymania firm transportowych. W obliczu wyższych kosztów transportu z pewnością zostaną zaburzone łańcuchy dostaw i zmienione kierunki decyzji inwestycyjnych i lokalizacji geograficznych w przemyśle. Z pewnością ograniczona zostałaby także mobilność społeczna.

Branża transportowa może zacząć zmniejszać swoje zużycie paliw płynnych – lub odwrotnie – znacznie je zwiększać, wykorzystując alternatywne paliwa płynne, co będzie wymagało poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych na zakup i modernizację posiadanego taboru transportowego.

Mimo że istnieją ekonomiczne argumenty przemawiające za ustaleniem cen za emisję dwutlenku węgla, ta metoda jest mniej powszechna w sektorze transportu niż w innych branżach. Z drugiej strony firmy transportowe zobligowane do ponoszenia co najmniej 19 typów kosztów (paliwa, wynagrodzeń/zatrudnienia, pojazdów, ubezpieczeń, konserwacji i napraw, depozytów i opłat drogowych, administracyjnych, marketingu i reklamy, ekologicznych, podatkowych i prawnych, magazynowania, przeciwdziałania wypadkom i bezpieczeństwa, zarządzania łańcuchem dostaw, opłat celnych, ładunku i rozładunku,

²⁶ Europejska Agencja Środowiskowa (EEA), luty 2022. *Transport and environment report 2021: Decarbonising road transport – the role of vehicles, fuels and transport demand*, <https://www.eea.europa.eu/publications/transport-and-environment-report-2021/at_download/file>, s. 5 [dostęp 16.09.2023].

specjalistycznej infrastruktury, ubezpieczeń towarów, wewnętrznej logistyki czy inwestycji w nowe technologie) – dlaczego miałyby ponosić dodatkowe koszty praw do emisji CO₂ w transporcie?

Odpowiedzi na wprowadzenie Systemu Handlu Emisjami (EU ETS2) były niejednoznaczne, głównie z powodu obaw dotyczących jego efektywności oraz wpływu na konsumentów z niższymi dochodami. Biorąc pod uwagę dużą liczbę pojazdów z silnikami spalinowymi, modernizacja istniejącej floty będzie procesem powolnym, nawet jeśli wszystkie nowo zakupione samochody będą zeroemisyjne.

Ponadto brak odpowiedniej infrastruktury ładowania i wyższe koszty pojazdów elektrycznych mogą spowodować utrzymanie dużego udziału silników spalinowych w nowo rejestrowanych pojazdach. Te bariery wprowadzają element inercji w proces dekarbonizacji transportu drogowego, co sprawia, że ideologicznie konieczne są wysokie ceny praw do emisji CO₂, aby skutecznie zmniejszyć emisje i eliminować konsumentów. Jednocześnie wzrost cen energii wynikający z tego podejścia może prowadzić do napięć politycznych i społecznych.

Gospodarstwa domowe o niższych dochodach są szczególnie obciążone wyższymi cenami paliw. Z uwagi na to, że gospodarstwa domowe z wyższym dochodem rozporządzalnym mają ułatwione przejście na technologie niskoemisyjne przy niższych kosztach społecznych, wiele analiz dystrybucyjnych skupiających się na krótkoterminowych efektach może być błędna. Ta dynamika może wyjaśniać, dlaczego wysokie ceny paliw stanowią szczególnie problem polityczny. W aktualnym kontekście geopolitycznym, gdzie ceny paliw płynnych są stosunkowo wysokie, ustalanie cen za emisje CO₂ może być postrzegane jako szczególnie kontrowersyjne i dzielące społeczeństwo²⁷.

Zielona jedynie z nazwy transformacja Fit for 55 – czyli 100% redukcja emisji dwutlenku węgla w przypadku nowych pojazdów po 2035 r. – to wyzwanie społeczno-gospodarcze, które zmieni konkurencyjność wielu gospodarek narodowych.

Nowe przepisy wzmocniające normy emisji CO₂ dla nowych samochodów osobowych i dla nowych lekkich pojazdów użytkowych określają następujące cele: redukcja emisji CO₂ o 55% dla nowych samochodów osobowych i o 50% dla nowych samochodów dostawczych w latach 2030–2034 w porównaniu z poziomami z 2021 r.; 100% redukcji emisji CO₂ zarówno dla nowych samochodów osobowych, jak i dostawczych od 2035 r.²⁸

Ponadto nowe przepisy przewidują, iż w 2026 r. Komisja Europejska dokona szczegółowej oceny postępów w osiągnięciu celu 100% redukcji emisji oraz wskaże ewentualną potrzebę ich przeglądu.

²⁷ Haywood, L., Michael, J., sierpień 2023. *The role of the emissions trading scheme 2 in the policy mix to decarbonize road transport in the European Union*, <<https://trid.trb.org/view/2195213>> [dostęp 17.09.2023].

²⁸ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/631 z dnia 17 kwietnia 2019 r. określające normy emisji CO₂ dla nowych samochodów osobowych i dla nowych lekkich pojazdów użytkowych oraz uchylające rozporządzenia (WE) nr 443/2009 i (UE) nr 510/2011 (Dz.U.UE.L.2019.111.13) zmienione w drodze Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/851 z dnia 19 kwietnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2019/631 w odniesieniu do wzmocnienia norm emisji CO₂ dla nowych samochodów osobowych i dla nowych lekkich pojazdów użytkowych zgodnie z ambitniejszymi celami klimatycznymi Unii (Dz.U.UE.L.2023.110.5).

2.2. PLAN PRZEMYSŁOWY ZIELONEGO ŁADU (THE GREEN DEAL INDUSTRIAL PLAN)

Rozporządzenie ustanawia cele redukcyjne dla emisji CO₂ w odniesieniu do nowo produkowanych pojazdów. W latach 2030–2034 przewiduje się obniżenie emisji CO₂ o 55% dla nowych samochodów osobowych i o 50% dla samochodów dostawczych, w porównaniu z poziomami odnotowanymi w 2021 r. Dodatkowo od 2035 r. zamierza się całkowicie wyeliminować emisje CO₂ w segmencie nowych pojazdów. Pierwsza kompleksowa ocena realizacji tych celów przez Komisję Europejską nastąpi w 2026 r.

W celu motywowania producentów w latach 2025–2029 zostanie wprowadzony instrument zachęcający do sprzedaży pojazdów zeroemisyjnych lub niskoemisyjnych. Firmy, które osiągną wymagane wskaźniki sprzedaży, będą podlegać łagodniejszym celom redukcji emisji: obniżonym o 25% dla samochodów osobowych i o 17% dla samochodów dostawczych. Drobni producenci będą mogli korzystać z odstępstw do końca 2035 r., co stanowi wsparcie dla sektora startupów.

Rozporządzenie zawiera również postanowienia dotyczące ekoinnowacji. Ogranicza się stopniowo liczbę jednostek emisji CO₂, które można uzyskać w ramach ekoinnowacji, do maksymalnie 4 g/km rocznie w okresie 2030–2034, w porównaniu z obecnym limitem 7 g/km rocznie.

Na koniec do 2025 r. zostanie wypracowana nowa metodologia oceny emisji CO₂ przez cały cykl życia pojazdu, łącznie z paliwami i energią przez niego zużywaną. Zapewni to przejrzystość w ocenie wpływu różnych technologii na środowisko naturalne.

Warto również zwrócić uwagę na przyszłość samochodów spalinowych po 2035 r. Choć ich eksploatacja i obrót będą nadal dozwolone, przewiduje się, że wzrost kosztów paliwa, konserwacji oraz ubezpieczenia może skłonić wielu właścicieli do rezygnacji z posiadania takiego pojazdu. Tym samym gospodarstwa domowe niżej uposażone mogą zostać wykluczone społecznie, a przez to dyskryminowane przez brak swobody niezależnego podróżowania ze względu na występujące nierówności ekonomiczne.

Zgodnie z planami Komisji Europejskiej po kilkunastu latach od wprowadzenia tego mechanizmu znaczenie gospodarcze rynku paliw płynnych w Unii Europejskiej będzie mocno zmarginalizowane.

2.2. PLAN PRZEMYSŁOWY ZIELONEGO ŁADU (THE GREEN DEAL INDUSTRIAL PLAN)

Akt w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie wywodzi się z Planu przemysłowego Zielonego Ładu. Jego założeniem jest zwiększenie produkcji czystych technologii w UE. Kluczowe elementy Planu obejmują²⁹:

²⁹ Communication from The Commission to The European Parliament, The European Council, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions A Green Deal Industrial Plan For The Net-Zero Age, European Commission, Brussels 1.2.2023. Com (2023)62 Final.

- a) **Dekarbonizację przemysłu.** Plan ma na celu znaczne ograniczenie emisji dwutlenku węgla przez sektor przemysłowy. Obejmuje to wsparcie dla branż w przyjmowaniu czystszych i bardziej energooszczędnych technologii, a także przejście na niskoemisyjne źródła energii.
- b) **Gospodarka oparta na obiegu zamkniętym.** Plan promuje koncepcję gospodarki opartej na obiegu zamkniętym, w ramach której produkty są projektowane, produkowane i recyklingowane z minimalnymi odpadami i wpływem na środowisko. Obejmuje to działania zmierzające do redukcji jednorazowych plastików i promowanie recyklingu.
- c) **Przejście na czystą energię.** Dla zmniejszenia wpływu przemysłu na klimat, plan skupia się na przejściu na czyste i odnawialne źródła energii. Obejmuje to wsparcie dla projektów związanych z energią odnawialną oraz zwiększenie efektywności energetycznej.
- d) **Innowacje i badania.** Plan zachęca do innowacji w sektorze przemysłowym w celu opracowania nowych technologii i procesów bardziej przyjaznych dla środowiska. Obejmuje również finansowanie badań i rozwoju.
- e) **Umiejętności i szkolenia.** W celu wsparcia przemysłu na drodze do zrównoważonego rozwoju, plan uwzględnia kształcenie i przekształcanie umiejętności pracowników, aby dostosowali się do nowych technologii i procesów.
- f) **Finansowanie i inwestycje.** Finansowanie jest kluczowym elementem planu, przy czym UE zapewnia wsparcie finansowe i zachęty dla branż, które zobowiązują się do bardziej zrównoważonych praktyk.
- g) **Globalne przywództwo.** Plan przemysłowy Zielonego Ładu pozycjonuje także UE jako globalnego lidera w dziedzinie zrównoważonych i zielonych technologii, promując te technologie i standardy na całym świecie (jest to jednak ujęcie deklaratywne, a nie faktyczne).

Technologie czyste zwykle definiuje się jako takie, które mają na celu nie tylko zwiększenie zdolności produkcyjnych nowoczesnych technologii, ale także aktywnie wspierające przejście na źródła energii o niskim wpływie na środowisko. Istotą tych technologii jest to, że w trakcie ich stosowania, emitują bardzo niskie, zerowe, a w niektórych przypadkach nawet ujemne, ilości gazów cieplarnianych, przyczyniając się w ten sposób do ograniczenia globalnego ocieplenia.

2.3. USTAWA O ZEROWYM ZUŻYCIU ENERGII W PRZEMYŚLE

Komisja Europejska przedstawiła fundamenty Net Zero Industry Act, kluczowego elementu Europejskiego Zielonego Ładu. Akt prawny ma na celu zapewnienie, że do 2030 r. co najmniej 40% stosowanych technologii niskoemisyjnych będzie produkowane w Unii Europejskiej.

Centralnym elementem nowego rozporządzenia jest uproszczenie i standaryzacja ram prawnych dla przemysłu zeroemisyjnego. W tym kontekście wprowadzane są tzw. projekty strategiczne (net-zero strategic projects), obejmujące:

1. ▪ instalacje fotowoltaiczne do produkcji prądu i ciepła,
2. ▪ instalacje wiatrowe na lądzie,
3. ▪ przedsięwzięcia energetyki odnawialnej offshore,
4. ▪ baterie, magazyny energii,

5. ▫ pompy ciepła,
6. ▫ przedsięwzięcia geotermiczne,
7. ▫ wychwyty i składowanie CO₂,
8. ▫ technologie przyłączeniowe.

Energetyka jądrowa i technologie wykorzystujące paliwa alternatywne również otrzymają pewne ulgi, choć nie będą klasyfikowane jako projekty strategiczne.

Rozporządzenie zakłada znaczące ułatwienia dla inwestorów, w tym ograniczenie biurokracji i skrócenie czasu na uzyskanie niezbędnych pozwoleń. Decyzje w sprawie inwestycji mają być wydawane w ciągu maksymalnie 9 do 12 miesięcy, w zależności od skali projektu.

Do 2030 r. na terytorium UE planuje się osiągnięcie zdolności składowania co najmniej 50 Mt CO₂.

Firmy wydobywcze będą zobowiązane do przedstawienia planów wspierających ten cel, co będzie monitorowane przez Komisję Europejską.

Projekt wprowadza kilka kluczowych inicjatyw:

- organ krajowy typu „one stop shop” do koordynowania projektów strategicznych,
- priorytetowe traktowanie zrównoważonego rozwoju w zamówieniach publicznych,
- „legislacyjną piaskownicę” dla rozwoju innowacyjnych technologii, z priorytetowym dostępem dla MŚP.

Chociaż Net Zero Industry Act nie określa bezpośrednio konsekwencji dla branży paliwowej, to z pewnością jego realizacja — zmierzająca do osiągnięcia neutralności klimatycznej i promowania technologii bezemisyjnych — może spowodować spadek zapotrzebowania na paliwa kopalne w Unii Europejskiej.

W związku z tym branża paliwowa będzie zmuszona adaptować się do nowych warunków rynkowych czy to przez poszukiwanie nowych możliwości biznesowych, czy inwestowanie w technologie nisko- i bezemisyjne.

2.4. UNIJNY PLAN SZYBKIEGO ZMNIĘSZENIA ZALEŻNOŚCI OD ROSYJSKICH PALIW KOPALNYCH

REPowerEU³⁰ został wprowadzony jako dodatkowe rozdziały w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/241 z dnia 12 lutego 2021 r. ustanawiającym instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (Dz.U.UE.L.2021.57.17) w drodze Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/435 z dnia 27 lutego 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2021/241 w odniesieniu do rozdziałów REPowerEU w planach odbudowy i zwiększania odporności oraz zmiany

³⁰ Rada Unii Europejskiej, <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/eu-recovery-plan/repowereu/> [dostęp 16.09.2023].

rozporządzeń (UE) nr 1303/2013, (UE) 2021/1060 i (UE) 2021/1755 oraz dyrektywy 2003/87/WE (Dz.U.U.E.L.2023.63.1).

Rosyjska inwazja na Ukrainę w bardzo dużym stopniu wpłynęła na gospodarkę i społeczeństwo w UE. W marcu 2022 r. unijni przywódcy uzgodnili, że należy stopniowo redukować uzależnienie UE od importu rosyjskiego gazu, ropy naftowej i węgla, a w szczególności: szybciej zmniejszać ogólną zależność od paliw kopalnych, dywersyfikować dostawy i trasy dostaw, dalej rozwijać unijny rynek wodoru, zwiększać tempo rozwoju odnawialnych źródeł energii, usprawniać wzajemne połączenia europejskich sieci gazowych i elektroenergetycznych, wzmocnić unijne planowanie kryzysowe w zakresie bezpieczeństwa dostaw oraz poprawiać efektywność energetyczną i promować systemy o zamkniętym obiegu.

Założenia planu przyspieszają i zwiększają zaangażowanie Unii Europejskiej w odchodzenie od tradycyjnych paliw kopalnych.

W szczególności należy podkreślić, że jednym z celów REPowerEU jest oszczędzanie energii, w związku z którym Komisja opublikowała komunikat „Oszczędność energii w UE”³¹ zawierający szczegółowe informacje na temat krótkoterminowych zmian zachowań, które mogłyby zmniejszyć zapotrzebowanie na gaz i ropę naftową o 5%.

2.5. PRZYMUSOWY EKSPORT CZYSTYCH TECHNOLOGICZNIE FIRM EUROPEJSKICH DO USA? – USTAWA O REDUKCJI INFLACJI

W dniu 16 sierpnia 2022 r. weszła w życie w USA Ustawa o redukcji inflacji (ang. Inflation Reduction Act). Ten akt prawny kieruje nowe fundusze federalne m.in. na redukcję emisji CO₂. Ustawa przewiduje 369 mld USD w ciągu 10 lat, głównie w postaci ulg podatkowych na inwestycje m.in. w energię odnawialną, termomodernizację domów, zakup samochodów elektrycznych produkowanych w USA oraz ograniczenie emisji metanu.

Skutkiem powyższych inwestycji ma być redukcja emisji gazów cieplarnianych przez USA o 40 proc. do 2030 w stosunku do poziomu z 2005 r.

Nowe amerykańskie przepisy doprowadziły do napięć z globalnymi sojusznikami USA. Według Komisji Europejskiej dotacje np. dla producentów samochodów, którzy kupują części wyprodukowane w USA, w tym akumulatory do pojazdów elektrycznych, utrudniają europejskim firmom konkurencję i mogą spowodować odpływ nowych inwestycji z UE.

³¹ Komisja Europejska, 18 maja 2022. KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW „Oszczędność energii w UE” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0240> [dostęp 15.09.2023].

W szczególności w przypadku czystych ekologicznie pojazdów dwoma głównymi zachętami są programy ulg podatkowych:

1. dla operatorów komercyjnych,
2. dla konsumentów prywatnych,

w tym wymogi dotyczące lokalnego udziału, produkcji lub montażu, które dyskryminują producentów przemysłu motoryzacyjnego z UE, co grozi osłabieniem konkurencji i wzrostem cen³².

Ponadto IRA wywiera presję ekonomiczną na UE dotyczącą kwestii dotowania przedsiębiorstw. Przepisy traktatowe mocno ograniczają pomoc publiczną, której państwa mogą udzielić swoim przedsiębiorstwom. IRA może zatem stworzyć rozdźwięk między państwami członkowskimi UE, które byłyby w stanie subsydiować swoje przedsiębiorstwa, a tymi którym zabrakłoby środków finansowych na ten cel lub z innego powodu nie miałyby zamiaru podjąć takiego działania. Jeśli państwa członkowskie UE odczują presję polityczno-ekonomiczną, by je subsydiować, ich odpowiedzią na IRA może być nie tylko dyskryminacja Stanów Zjednoczonych i innych krajów, lecz również dyskryminowanie się wzajemnie³³.

Nowe wytyczne wydane przez Stany Zjednoczone 29 grudnia 2022 r.³⁴ potwierdzają, że przedsiębiorstwa z UE mogą korzystać z programu kredytów na czyste ekologicznie pojazdy użytkowe na mocy amerykańskiej ustawy o obniżeniu inflacji (IRA). UE nadal dąży do podobnego, niedyskryminacyjnego traktowania unijnych producentów czystych ekologicznie pojazdów zgodnie z przepisami ustawy o obniżeniu inflacji dotyczącym kredytów na czyste ekologicznie pojazdy.

Program ten nadal stanowi problem dla UE, ponieważ zawiera dyskryminujące przepisy, które de facto uniemożliwiają korzystanie z niego przedsiębiorstwom z UE. Dyskryminacja unijnych czystych ekologicznie pojazdów i ich części stanowi naruszenie międzynarodowego prawa handlowego i jest źródłem niesprawiedliwych uciążliwości dla przedsiębiorstw z UE na rynku amerykańskim, ogranicza możliwości wyboru dla konsumentów w Stanach Zjednoczonych i ostatecznie zmniejsza efektywność klimatyczną tej ekologicznej dotacji³⁵.

Rok od wprowadzenia amerykańskiej ustawy o redukcji inflacji (IRA) stanowi czas pełen napięć i niejasności w relacjach handlowych pomiędzy Stanami Zjednoczonymi a Unią Europejską. Mimo że cele środowiskowe IRA są zgodne z ambicjami ekologicznymi UE, sposób ich realizacji wpływa negatywnie na konkurencyjność unijnych przedsiębiorstw. W konsekwencji mamy do czynienia z sytuacją, w której dążenia do zrównoważonego rozwoju są realizowane kosztem spójności i wolności handlowej na arenie międzynarodowej.

³² Komisja Europejska, 29 grudnia 2022. *UE z zadowoleniem przyjmuje dostęp do amerykańskiego programu dotacji dla pojazdów użytkowych*, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip_22_7869, [dostęp 15.09.2023].

³³ Bown, C. P., 2023. *Industrial policy for electric vehicle supply chains and the US-EU fight over the Inflation Reduction Act*, s. 17.

³⁴ U.S. Department of the Treasury, 29 grudnia 2022. *Treasury Releases Additional Information on Clean Vehicle Provisions of Inflation Reduction Act*, <https://home.treasury.gov/news/press-releases/jy1179> [dostęp 15.09.2023].

³⁵ Komisja Europejska, 29 grudnia 2022. *UE z zadowoleniem przyjmuje dostęp do amerykańskiego programu dotacji dla pojazdów użytkowych*, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip_22_7869 [dostęp 15.09.2023].

W tej sytuacji Unia Europejska stoi przed wyborem: czy akceptować amerykańskie regulacje i dostosować się do nich, ryzykując straty dla własnych producentów i potencjalne pogłębienie nierówności między państwami członkowskimi, czy też podjąć działania w celu obrony własnych interesów. Możliwością jest aktywne szukanie rozwiązań dyplomatycznych, by przekonać USA do zmiany niektórych klauzul w IRA, oraz ewentualne złożenie skargi do Światowej Organizacji Handlu.

W kontekście wyzwań globalnych takich jak zmiany klimatu współpraca międzynarodowa jest kluczowa. Dlatego też dyskryminujące elementy IRA są nie tylko problemem handlowym, ale również przeszkodą w efektywnej walce ze wspólnymi globalnymi problemami.

2.6. ODNAWIALNE PALIWA POCHODZENIA NIEBIOLOGICZNEGO

W ostatnich latach europejska legislacja rozpoczęła promowanie produkcji odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego, głównie koncentrując się na wodorze, mając na celu rozwijanie nowych inicjatyw i projektów w kierunku produkcji czystych, odnawialnych paliw.

Wodór jest uważany za jeden z głównych filarów strategii dekarbonizacji Europy na najbliższe lata, oferując alternatywne rozwiązanie dla transportu, zastosowań przemysłowych lub produkcji innych paliw (dalej RFNBO), do których można zaliczyć, np.:

- a) Wodorotlenek sodu (NaOH) i wodorotlenek potasu (KOH) do produkcji biodiesla: chociaż te substancje same w sobie nie są paliwami, to są wykorzystywane do produkcji biodiesla z olejów roślinnych lub tłuszczów zwierzęcych. Proces ten nazywa się transestryfikacją i polega na zamianie tłuszczów na biodiesel poprzez reakcję chemiczną.
- b) Synteza metanolu z dwutlenku węgla: metanol może być produkowany z dwutlenku węgla (CO₂) w procesie elektrochemicznym. Syntetyczny metanol może być wykorzystywany jako paliwo lub jako surowiec do dalszych reakcji chemicznych.
- c) Synteza paliw ciekłych z elektrolizy wody: elektroliza wody, czyli rozkład wody na wodór i tlen za pomocą prądu elektrycznego, może być wykorzystywana do produkcji wodoru, który następnie może być wykorzystywany jako paliwo. Ponadto wodorowy gaz może być wykorzystywany w reakcjach chemicznych do produkcji innych odnawialnych paliw ciekłych.
- d) Synteza paliw słonecznych: badacze opracowują technologie pozwalające na konwersję energii słonecznej bezpośrednio na paliwa ciekłe, takie jak syntetyczne benzyny czy oleje napędowe, za pomocą procesów chemicznych lub elektrochemicznych.
- e) Paliwa wodorowe: wodór może być produkowany za pomocą elektrolizy wody, a następnie wykorzystywany jako paliwo w ogniwach paliwowych do wytwarzania energii elektrycznej, a także w pojazdach z napędem wodorowym.
- f) E-fuels (syntetyczne paliwa): E-fuels to paliwa syntetyczne produkowane z elektrycznej energii i dwutlenku węgla (CO₂). Procesy te obejmują elektrolizę wody i syntezy wodoru z CO₂. E-fuels mogą być wykorzystywane jako alternatywa dla konwencjonalnych paliw.
- g) Amoniak jako nośnik energii: amoniak (NH₃) może być używany jako nośnik energii i magazyn energii. Jest produkowany z wodoru i azotu i może być wykorzystywany w silnikach spalinowych lub konwertowany z powrotem na wodór w celu produkcji energii.

- h) Paliwa ciekłe z CO₂ z powietrza: badacze pracują nad technologiami, które pozwalają na wychwytywanie CO₂ z powietrza i jego konwersję na paliwa ciekłe, takie jak syntetyczne oleje napędowe.
- i) Paliwa bazujące na syntezie Fischer-Tropsch: proces Fischer-Tropsch to technologia, która pozwala na syntezę paliw ciekłych z syntezy gazowej, wykorzystując różne źródła surowców, w tym gaz ziemny i biomasy.
- j) Wykorzystanie energii geotermalnej do produkcji ciepła i energii elektrycznej: energia geotermalna wykorzystuje ciepło ziemi do produkcji pary wodnej lub bezpośredniego ogrzewania. Ta energia może być również używana do zasilania procesów chemicznych i produkcji syntetycznych paliw.
- k) Fotokatalityczna produkcja paliw: prowadzone są badania nad fotokatalitycznymi procesami pozwalającymi na wykorzystanie energii słonecznej do bezpośredniej produkcji paliw, takich jak wodór lub paliwa ciekłe, poprzez reakcje chemiczne na powierzchni materiałów fotokatalitycznych.
- l) Paliwa promieniotwórcze: kilka projektów badawczych koncentruje się na wykorzystaniu energii z rozpadu promieniotwórczego do produkcji paliw jądrowych lub innych nośników energii.
- m) Paliwa magazynowane w postaci ciekłego powietrza: to podejście polega na kompresji i chłodzeniu powietrza, a następnie jego przechowywaniu w postaci ciekłej substancji. Energia może być uwolniona, gdy powietrze jest ponownie rozprężane i rozgrzewane.
- n) Zastosowanie termojądrowej fuzji jako źródła energii: prace nad technologią termojądrowej fuzji, która jest procesem, w którym lekkie jądra atomowe łączą się, aby stworzyć energię, trwają od wielu lat. To może być potencjalnie nieskończone źródło czystej energii.
- o) Paliwa oparte na nanomateriałach: nanotechnologia może być wykorzystana do tworzenia nowych materiałów i katalizatorów, które pozwalają na bardziej efektywną produkcję i konwersję energii.
- p) Energia z próżni kosmicznej: koncepcja wykorzystania próżni kosmicznej jako źródła energii jest nadal w fazie eksperymentalnej, ale jest badana jako potencjalne źródło energii przyszłości.
- q) Paliwa wytwarzane ze śmieci/odpadów: niektóre technologie pozwalają na przetwarzanie odpadów na paliwa ciekłe lub gazowe, zmniejszając tym samym ilość odpadów i tworząc źródło energii.
- r) Paliwa oparte na kinetyce molekularnej: wykorzystywanie ruchu cząsteczek na poziomie molekularnym do generowania energii lub konwertowania jej na paliwa.

Głównym aktem prawnym UE regulującym kwestię źródeł odnawialnych jest obecnie dyrektywa RED I³⁶. W ramach „Fit for 55” Komisja Europejska zaproponowała daleko idące zmiany w przedmiotowej dyrektywie, które mają doprowadzić do podjęcia nowej wersji dyrektywy o odnawialnych źródłach energii, określanej jako kolejna wersja RED. Komisja zaproponowała również zmianę samej definicji paliw odnawialnych, przewidując, że „paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego” będą oznaczały paliwa ciekłe i gazowe, których wartość energetyczna pochodzi ze źródeł odnawialnych innych niż biomasa.

W dniu 12 września 2023 r. Parlament Europejski zagłosował za dyrektywą RED III: dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającą dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającej dyrektywę Rady (UE) 2015/652. Aby dyrektywa weszła w życie, musi ją jeszcze zatwierdzić Rada.

³⁶ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U.UE.L.2018.328.82).

Aktualizacja dyrektywy w sprawie energii ze źródeł odnawialnych zwiększa udział odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii w Unii do 2030 r. do 42,5%. Państwa członkowskie powinny dążyć do osiągnięcia poziomu 45%.

Zgodnie z dyrektywą zmieniającą treść art. 25, który otrzyma brzmienie:

„Artykuł 25 – Zwiększenie udziału energii odnawialnej i redukcja intensywności emisji gazów cieplarnianych w sektorze transportu.

1. Każde państwo członkowskie nakłada na dostawców paliw obowiązek zapewnienia, aby:
 - a) do sektora transportu dostarczano paliwa odnawialne i odnawialną energię elektryczną w ilości, która doprowadzi do:
 - (i) wynoszącego co najmniej 29% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu do 2030 r.; lub
 - (ii) redukcji intensywności emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 14,5 % do 2030 r. w porównaniu z poziomem bazowym określonym w art. 27 ust. 1 lit. b) zgodnie z orientacyjną trajektorią określoną przez dane państwo członkowskie”.

Ponadto zgodnie z art. 22: „Państwa członkowskie zapewniają, aby wśród paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego stosowanych do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne wódór stosowany w przemyśle do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne stanowił **przynajmniej 42% do 2030 r. i 60% – do 2035 r.**”.

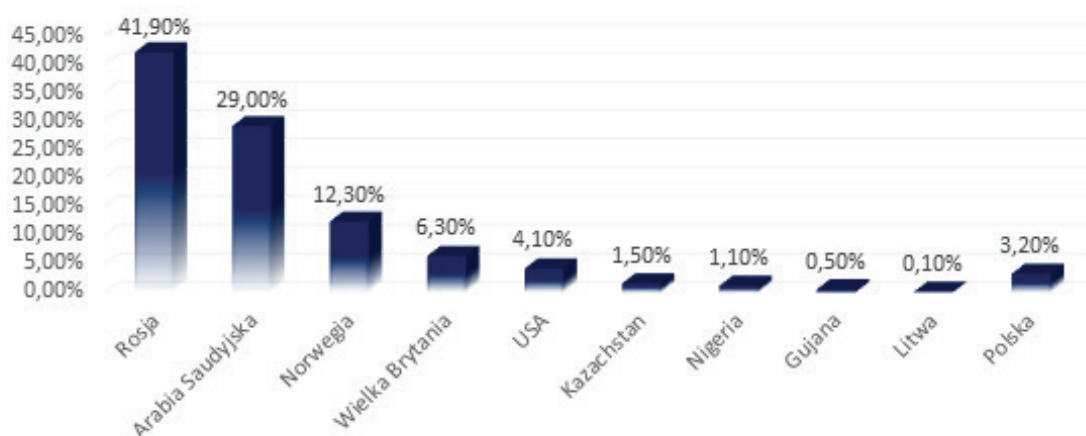
Jednym z kluczowych wyzwań w sektorze energetycznym jest odpowiednie określenie wymogów, które podmioty gospodarcze muszą spełnić w procesie produkcji RFNBO (Renewable Fuel of Non-Biological Origin). Jest to niezbędne, aby wódór produkowany w ramach tego procesu mógł być klasyfikowany jako odnawialny zgodnie z przepisami dyrektywy. W kontekście praktycznym niezwykle ważne jest również precyzyjne określenie metodyki obliczania redukcji emisji gazów cieplarnianych, które są rezultatem stosowania RFNBO. Właściwa metodyka będzie miała kluczowe znaczenie dla zaliczenia tych paliw do realizacji celów emisyjnych narzucanych podmiotom z sektora energetycznego. Dodatkowo istnieje problem zapewnienia odpowiedniej dostępności odnawialnego wodoru w ilościach, które pozwolą na skuteczne spełnienie powyższych wymogów.

W kontekście branży paliwowej wprowadzenie wymogów dotyczących produkcji RFNBO przynosi dodatkowe wyzwania. Przede wszystkim konieczność modernizacji istniejących instalacji oraz inwestycji w nowe technologie, które umożliwią efektywną produkcję odnawialnego wodoru. To wiąże się z koniecznością znacznych nakładów finansowych oraz ryzykiem związanym z adaptacją nowych technologii w skali przemysłowej.

3. POLSKI RYNEK PALIW PŁYNNYCH

Polska dysponuje niewielkimi złożami ropy naftowej, której krajowe wydobycie stanowi jedynie ok. 3% surowca, jaki przerabiany jest przez rafinerie w Płocku i Gdańsku. Pozostałe 97% jest sprowadzane z innych krajów, w tym Arabii Saudyjskiej, która od 2023 r. jest głównym dostawcą ropy do Polski, dostarczając ok. 28% tego surowca. Jest to znacząca zmiana pokazująca wyraźny trend w zakresie odchodzenia od importu ropy naftowej z Rosji. W 2022 r. udział importu z tego kraju wyniósł 41,9%.

Wykres 9: Udział poszczególnych krajów w imporcie ropy naftowej do polskich rafinerii w 2022 r.

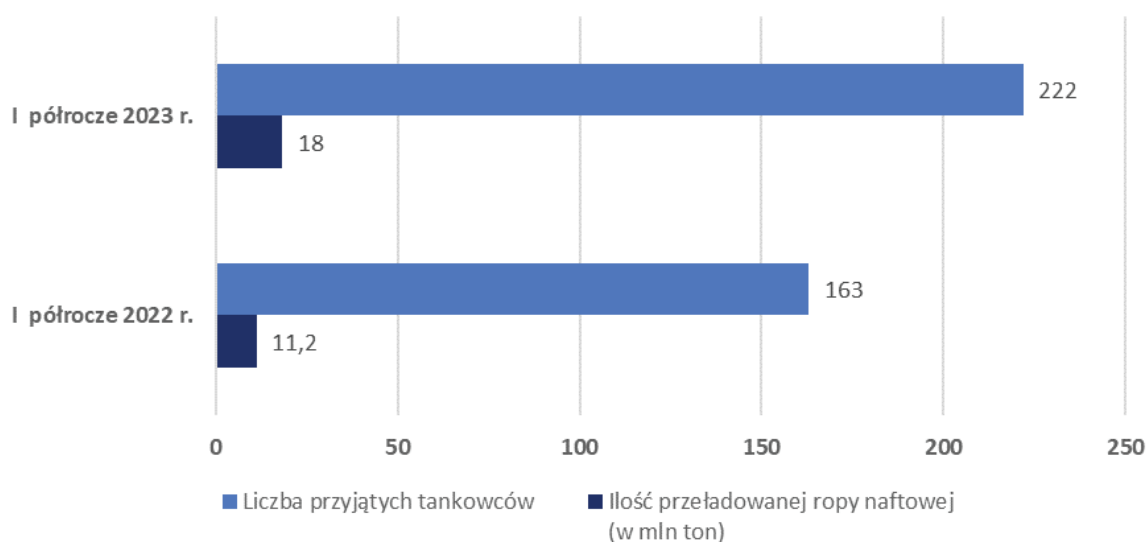


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych POPiHN, <https://www.wnp.pl/nafta/powstal-szczegolowy-raport-o-zerwaniu-polski-z-surowcami-z-rosji,693915.html> [data dostępu: 22.09.2023].

Należy zauważyć, że udział dostaw ropy naftowej z Arabii Saudyjskiej wzrasta w związku z rozszerzeniem długoterminowego kontraktu PKN Orlen z Saudi Aramco. Polska podjęła również działania w celu zwiększenia wolumenu dostaw ropy naftowej z Wielkiej Brytanii, Norwegii, Stanów Zjednoczonych i Nigerii. Uzależnienie od zewnętrznych dostaw ropy naftowej naraża krajowy rynek paliw płynnych na zagrożenia wynikające z sytuacji na rynkach międzynarodowych. Sposobem na ograniczenie wpływu czynników zewnętrznych jest m.in. rozwój produkcji paliw niskoemisyjnych opartej na rodzimych zasobach, a także elektryfikacja (i uwodorowienie) branży transportowej.

Jednym z działań zmierzających do dywersyfikacji dostaw była budowa Naftoportu należącego do Grupy PERN, który zanotował w I półroczu 2023 r. rekordowe obroty. Obroty te były o 1 mln ton wyższe niż obroty w całym 2019 r., gdy to miał miejsce „kryzys chlorkowy”, w wyniku którego przez 46 dni zatrzymane było tłoczenie rurociągiem „Przyjaźń”, a dostawy ropy musiały być realizowane do Polski drogą morską. W I półroczu 2023 r. Naftoport przeładował prawie 18 mln t ropy naftowej i paliw, czyli o dwie trzecie więcej niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. W tym czasie do nabrzeży spółki zawinęły aż 222 tankowce, przy 163 statkach w analogicznym okresie 2022r.³⁷

Wykres 10: Działalność Naftoportu należącego do Grupy PERN

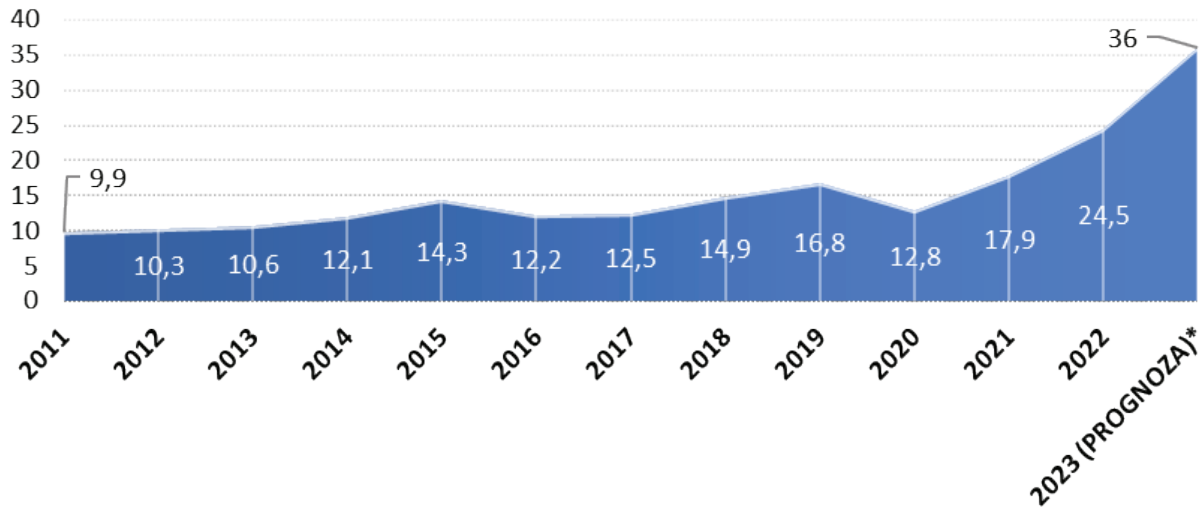


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PERN, <https://www.fern.pl/> [dostęp: 22.09.2023].

Naftoport w 2022 r. osiągnął rekordowy wynik operacyjny w historii swojej działalności, który już został zdeklasowany wynikami 2023 r. Ilość przeładunku ropy naftowej i paliw, która osiągnęła poziom 24,5 mln t (2022 r.) była o 37% wyższa od największego obsłużonego tonażu – 17,9 mln t w 2021 r. W 2022 r. Naftoport obsłużył 363 statki, które dostarczyły 22,7 mln t ropy naftowej oraz 1,86 mln t innych produktów.

³⁷ Energetyka24, <https://energetyka24.com/> [dostęp 22.09.2023].

Wykres 11: Przeladunki ogółem w terminalu Naftoportu w latach 2011–2022 w mln ton



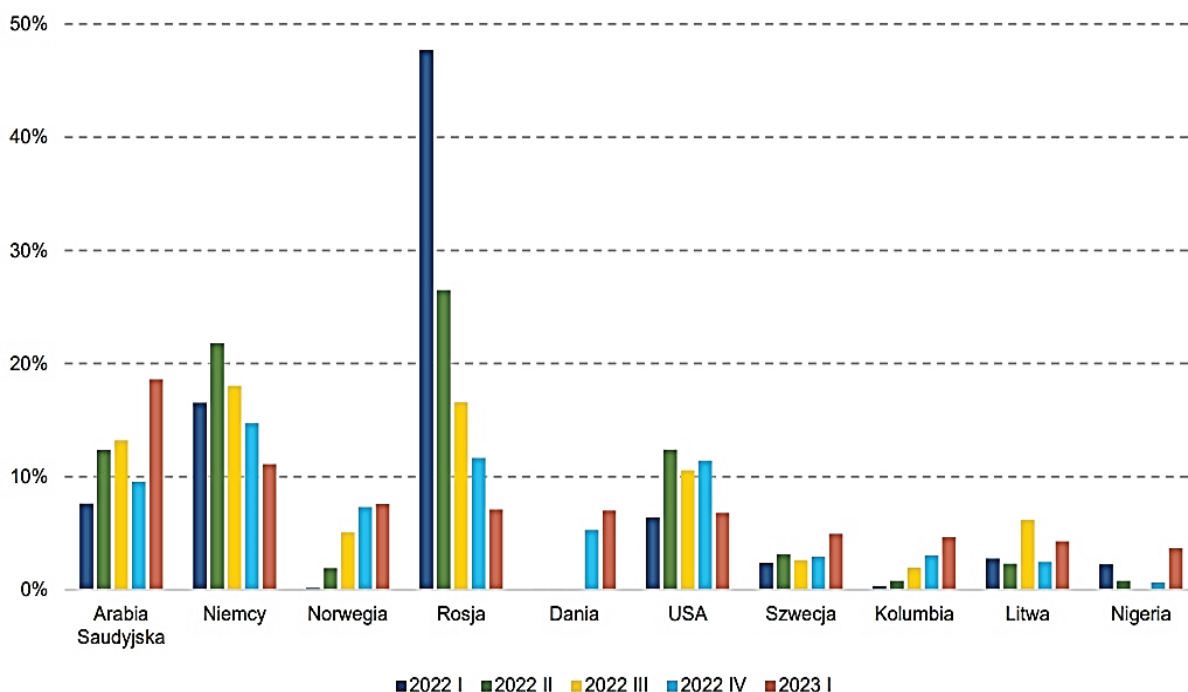
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Naftoport Sp.z o.o., <https://naftoport.pl/> [dostęp 22.09.2023].

Ministerstwo Gospodarki w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* zidentyfikowało główny cel państwa w zakresie gazu ziemnego i ropy naftowej, który dotyczył zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw tych surowców. W odniesieniu do ropy naftowej wskazano również na potrzebę budowy magazynów o pojemnościach, które zapewnią ciągłość dostaw w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowych.

Zgodnie z danymi Narodowego Banku Polskiego, w I kwartale 2023 r. nastąpiła duża zmiana struktury geograficznej importu paliw, która wynikała z podejmowanych przez Polskę działań zmierzających do zmniejszenia uzależnienia od Rosji. W I kwartale 2023 r. jej udział w imporcie paliw do Polski obniżył się do 7,1% importu (wobec 47,7% w I kwartale 2022 r. i 11,7% w IV kwartale 2022 r.). Zaistniały spadek udziału surowców z Rosji na początku 2023 r. był wynikiem wprowadzenia kolejnego pakietu sankcji Komisji Europejskiej, na podstawie którego nastąpił zakaz importu produktów naftowych z tego kraju. Należy zauważyć, że pod koniec lutego 2023 r. Rosja jednostronnie wstrzymała dostawy ropy naftowej rurociągiem „Przyjaźń”. Zatem po zatrzymaniu importu rosyjskiego węgla i gazu ziemnego w 2022 r. oraz produktów naftowych i ropy w lutym 2023 wartość importu paliw z Rosji zmniejszyła się w I kwartale 2023 r. o 84,4% r/r.³⁸ (jednocześnie medialne doniesienia o zatrzymaniu rosyjskich tankowców pod innymi banderami mogą świadczyć, iż rosyjska ropa naftowa może również docierać do Polski w podobny sposób).

³⁸ Narodowy Bank Polski, lipiec 2023. *Bilans Płatniczy Rzeczypospolitej Polskiej za I kwartał 2023 r.*, <https://nbp.pl/wp-content/uploads/2023/07/Bilans-plateczny-RP-za-I-kwartal-2023-r..pdf> [dostęp 22.09.2023].

Wykres 12: Struktura importu paliw do Polski w 2022 r. i IQ2023 r. w odniesieniu do największych dostawców



Źródło: Raport NBP, Bilans Płatniczy Rzeczypospolitej Polskiej za I kwartał 2023 r., <https://nbp.pl/wp-content/uploads/2023/07/Bilans-płatniczy-RP-za-I-kwartał-2023-r..pdf> [dostęp 22.09.2023].

Bieżące informacje z rynku naftowego wskazują na kontynuację wzrostów cen, które osiągnęły poziom powyżej 90 USD za baryłkę, przekraczając tym samym tegoroczne rekordy cenowe. Najwyższą cenę odnotowano 18 i 19 września 2023 r., baryłka ropy Brent osiągnęła pułap 94,62 USD. Na poziom cen ropy naftowej decydujący wpływ miały niedawne decyzje Arabii Saudyjskiej i Rosji dotyczące utrzymania do końca bieżącego roku ograniczeń w wydobywaniu i eksporcie tego surowca, a także zamknięcie terminali eksportowych w Libii w wyniku nieoczekiwanych zjawisk pogodowych. Powyższe w znaczący sposób wpływa na podaż ropy naftowej, co przy dużym jej zapotrzebowaniu na rynku międzynarodowym determinuje wzrost cen.

3.1. TRAJEKTORIE CENOWE I WRAŻLIWOŚĆ³⁹

Warto przyjrzeć się wynikom wskaźnika pokrycia kosztów działalności, który należy interpretować, jako wielkość marży z 1 litra paliwa do kosztów działalności, których nie pokrywa marża ze sprzedaży

³⁹ Niniejszy punkt jest częścią opinii K. Raczkowskiego „W sprawie określenia dynamiki rentowności stacji paliw płynnych w Polsce w świetle warunków rynkowych i regulacyjnych”, przygotowanej dla Polskiej Izby Paliw Płynnych, 25 stycznia 2022.

pozapaliwowej. Niezbędnym czynnikiem gwarantującym bezpieczeństwo finansowe i płynność stacji paliw jest jednak konieczność uzupełniania marży paliwowej marżą generowaną na sprzedaży pozapaliwowej. Należy przewidywać, że rozwój stacji paliw płynnych funkcjonujący w modelu biznesowym koncernów paliwowych, będzie opierać się na założeniu wzrostu marży pozapaliwowej wynikającej m.in. ze zmiany miksu produktowego i zwiększenia w strukturze sprzedaży towarów wysokomarżowych, głównie gastronomii, a nie na marży ze sprzedaży paliw. Pamiętać jednak należy, że dla pewnych lokalizacji i wielkości stacji, i ten warunek będą niewystarczające do generowanie trwale dodatnich przepływów finansowych. Nie bez znaczenia jest fakt, że Polska musi importować ropę naftową, żeby zapewnić zakładane wielkości produkcji paliw. Nawet jeżeli na rynkach zagranicznych paliwo będzie nieznacznie tanieć, to przy słabym kursie polskiego złotego vs. rosnącej inflacji konsumenckiej (CPI) i produkcyjnej (PPI), stacje paliw dla utrzymania swojej rentowności będą poniekąd zmuszone do zabezpieczenia finansowego pokrycia zwiększonych kosztów zakupu paliwa finansowaniem zewnętrznym lub zwiększonymi gwarancjami, bez gwarancji możliwości wypracowania planowanych przychodów i zysków. Odzworowaniem takiego stanu będzie porównanie trzech stacji paliw, tj. gdzie na potrzeby niniejszej opinii uśredniono dane tych stacji względem wolumenu 3,5 mln l rocznie:

- a) małej – roczny wolumen sprzedaży 2 mln l/rocznie (10 pracowników),
- b) średniej – roczny wolumen sprzedaży 3,5 mln l/rocznie (12 pracowników),
- c) większej – roczny wolumen sprzedaży 5 mln l/rocznie (15 pracowników).

Istotnym elementem różnicującym możliwą do osiągnięcia rentowność i marżowość na jednym litrze są koszty wynikające z zatrudnienia pracowników. W tym celu dokonano porównania:

- a) dla wynagrodzenia 3010 zł brutto (wynagrodzenie minimalne w roku 2022), z którego wynika, iż koszty wynagrodzenia stanowią 2,7% dla stacji 3,5 mln l/r zatrudniającej 12 pracowników;
- b) dla wynagrodzenia 5614,66 zł brutto (przeciętne wynagrodzenie w gospodarce po III kwartałach 2021 r.), z którego wynika, iż koszty wynagrodzenia stanowią 4,8% dla stacji 3,5 mln zatrudniającej 12 pracowników;

Można zatem wskazać, iż średni koszt zmienny w cenie paliwa wynosi 4,12 PLN/l i wynika w dużej mierze z zastosowanej polityki cenowej względem danego odbiorcy paliwa (bez względu na to czy będzie to formuła SPOT, czy/i/lub też gwarantowana rabatem hurtowym np. PKN Orlen obowiązującym w dniu zakupu, czy też odbioru paliwa).

Roczna wielkość sprzedaży – wolumen (l) 3,5 mln litrów	Minimalne wynagrodzenie*	Przeciętne wynagrodzenie**
Roczne koszty zmienne (koszty sprzedaży)	14 409 815 zł	14 409 815 zł
Roczne koszty stałe bez amortyzacji	1 787 647 zł	2 243 884 zł
Szacunkowa średnia cena paliwa 2021 (diesel) Source: Bloomberg, E-petrol, DM BOŚ SA szacunkowa cena za 47 tygodni 2021	5,30 zł	5,30 zł
Szacunkowa średnia cena paliwa 2021 (benzyna 95) Source: Bloomberg, E-petrol, DM BOŚ SA szacunkowa cena za 47 tygodni 2021	5,40 zł	5,40 zł
BEP (ilościowy) = Koszty stałe / (Cena – koszty zmienne)		
BEP diesel (l)	1 510 779	1 896 355

3. POLSKI RYNEK PALIW PŁYNNYCH

Roczna wielkość sprzedaży – wolumen (l) 3,5 mln litrów	Minimalne wynagrodzenie*	Przeciętne wynagrodzenie**
BEP benzyna 95 (l)	1 393 050	1 748 579
BEP wartościowy		
BEP diesel (PLN)	8 007 130 zł	10 050 682 zł
BEP benzyna 95 (PLN)	7 522 468 zł	9 442 326 zł
BEP %		3,5 mln litrów/r
BEP diesel (%)	43%	54%
BEP benzyna 95 (%)	40%	50%
rentowność sprzedaży		
	5,02%	2,36%
marża na 1 litrze paliwa potrzebna do pokrycia kosztów stałych		
	0,51 zł	0,64 zł

* Minimalne wynagrodzenie na rok 2022 wynosi 3010 PLN.

** Przeciętne wynagrodzenie I–III Q 2021 – wyniosło 5614,66 PLN.

Zestawienie danych progów rentowności średniej stacji paliw w zależności od przyjętego progu wynagrodzeń.

Źródło: Opracowanie własne.

Przedstawienie powyższego zakresu danych było konieczne i niezbędne do wyliczenia progu rentowności sprzedaży (BEP – break event point) poszczególnych segmentów stacji paliw w Polsce (zrzeszonych w ramach Polskiej Izby Paliw Płynnych). Zestawienia wielkości finansowych za miesiące I–XI 2021 r. pobrano z danych finansowych poszczególnych segmentów stacji paliw. Miesiąc grudzień uśredniono względem roku obliczeniowego (I–XI 2021), a odniesienie do szacunkowej ceny paliwa/litr przyjęto za danymi 47 tygodni roku 2021 wg Bloomberg, E-petrol oraz DM BOŚ. Dzięki temu możliwe było wyspecyfikowanie ilościowego, wartościowego i ogólnego progu rentowności sprzedaży (BEP) dla średniej stacji paliw w Polsce, co pozwoliło wyliczyć osiąganą marżę netto na jednym litrze paliwa, jakie generują takie segmentowo wolumenowe stacje sprzedaży. **Pozwala to sformułować wniosek, iż koszty pracownicze w istotny sposób determinują osiąganą rentowność stacji paliw, która waha się w przedziale 2,36% (przy zastosowaniu przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej) i konieczności osiągnięcia wówczas 64 groszy netto marży/l potrzebnej do pokrycia kosztów stałych, do rentowności 5,02% i marży/l 51 groszy w przypadku zatrudnienia pracowników stacji paliw w oparciu o minimalne wynagrodzenie w gospodarce narodowej. Koszty pracownicze stanowią blisko 113% różnicę pomiędzy możliwą do osiągnięcia minimalną a maksymalną rentownością.**

Jednocześnie wyliczone progi rentowności (BEP) w oparciu o dane za 2021 r. wymagałyby odniesienia zarówno do ustawowej podwyżki minimalnego wynagrodzenia w roku 2022 i 2023, jak i poziomu inflacji – co pozwalałoby przyjąć wyższą indeksację marży/l, niż skalkulowana na podstawie przyjętych danych w niniejszym raporcie.

3.2. RYZYKO NIEDOBORÓW PALIW PŁYNNYCH

Paliwa płynne były, są i w pewnych państwach będą jeszcze przez długi czas strategicznym wyznacznikiem budowania wartości dodanej w gospodarce. Ryzyko niedoborów paliw płynnych może wynikać z szoków systemowych w gospodarce, sztucznego ograniczenia wydobycia np. w państwach z grupy OPEC, czy czasowego niedopasowania podaży do popytu.

Rynek ropy naftowej istotnie wywiera wpływ na kierunki polityki zagranicznej USA. Nie bez znaczenia pozostaje zależność USA od tego surowca.

Wskazuje się, że w rozwoju przemysłu naftowego w USA zaznaczają się generalnie trzy najbardziej istotne okresy, a mianowicie:

- wzrost znaczenia ropy jako towaru rozpoczynający się w 1850 r.;
- okres rywalizacji geopolitycznej po II wojnie światowej oraz
- okres po zimnej wojnie uznawany za erę deregulacji i dywersyfikacji tego rynku.

W ostatnim okresie to właśnie wojna Rosji z Ukrainą stała się najbardziej istotnym wydarzeniem mającym bezpośredni wpływ na kierunki rozwoju rynku ropy naftowej, jak również spowodowane tym napięcia geopolityczne, światowe debaty na temat niezależności energetycznej USA⁴⁰.

Tabela 5: „OŚ CZASU” rynku ropy naftowej

1850–1865	Gorączka Czarnego Złota: ropa wypiera węgiel i staje się najważniejszym źródłem paliwa.
1880–1900	Konkurencja o ropę – nowe złoża ropy naftowej kontrolowane przez Wielką Brytanię, Rosję i Holandię.
1914–1918	I wojna światowa – amerykańscy producenci ropy nie są w stanie zaspokoić popytu krajowego i wojennego, co rozpoczyna meksykański import ropy naftowej do USA.
1928	Układ Czerwonej Linii – siedem koncernów, z których pięć to firmy amerykańskie, zawarło porozumienie dotyczące wspólnej polityki naftowej w celu kontrolowania produkcji ropy na Bliskim Wschodzie. Globalna cena ropy została ustanowiona na poziomie ceny ropy w Zatoce Meksykańskiej.
1941	Embargo na ropę naftową nałożone na Japonię – Japonia, silnie uzależniona od importu ropy naftowej z USA, zostaje odcięta od dostaw i atakuje Pearl Harbour na Hawajach; import ropy do Europy jest utrudniany przez ataki niemieckich łodzi podwodnych.
1943–1945	Odkrycie ogromnych złóż ropy naftowej w Arabii Saudyjskiej, która szybko staje się największym eksporterem na świecie. Plan Marshalla – Europejski Program Odbudowy, kontynent staje się bardziej zależny od ropy naftowej sprowadzanej z Bliskiego Wschodu.
1956–1957	Kryzys w Kanale Sueskim – dostawy ropy z Bliskiego Wschodu są zagrożone ze względu na konflikt sueski; w kanale połowę przepływu stanowi ropa.
1960	Utworzenie Organizacji Narodów Eksportujących Ropę Naftową (OPEC) w celu ochrony cen ropy.
1971	Porozumienia z Teheranu i Trypolisu skutkujące wzrostem cen ropy naftowej, wzrost znaczenia OPEC.
1973	Kryzys naftowy – państwa arabskie wstrzymują eksport ropy naftowej do państw wspierających Izrael podczas ataku przez Syrię i Egipt.

40 Council on Foreign Relations (CFR), *1850–2022 Uzależnienie od ropy i polityka zagraniczna USA*, <https://www.cfr.org/timeline/oil-dependence-and-us-foreign-policy> [dostęp 26.09.2023].

3. POLSKI RYNEK PALIW PŁYNNYCH

1974	Utworzenie Międzynarodowej Agencji Energetycznej do spraw kryzysu związanego z dostawami ropy.
1978–1979	Revolucja irańska – Spadek wydobycia ropy z ponad 5 mln baryłek dziennie do zera, co skutkuje ok. 5% spadkiem światowej produkcji.
1981–1986	USA dywersyfikuje zużycie energii – państwa spoza OPEC produkują więcej ropy naftowej, a globalny popyt spada ze względu na wysokie ceny. Ceny w USA w 1986 r. spadają o ponad połowę względem 1981 r.
1990 – 1991	Inwazja Iraku na Kuwejt – Spór dotyczący granicznego pola naftowego Rumaila. Irak kapituluje w 1991 r.
1997	Protokół z Kyoto – Protokół dotyczący łagodzenia zmian klimatycznych spowodowanych emisją gazów cieplarnianych.
2005	Paliwa Odnawialne – Kongres Stanów Zjednoczonych uchwała ustawę o polityce energetycznej dotyczącą paliw alternatywnych.
2006–2008	Gwałtowny wzrost cen – Kwota za baryłkę latem 2008 r. wyniosła aż 147 dolarów. Po rozpoczęciu światowego kryzysu finansowego w 2008 r. ceny ropy zaczęły spadać.
2010	Wyciek ropy – W Zatoce Meksykańskiej wystąpiła eksplozja platformy wiertniczej zagrażająca środowisku.
2014	Spadek światowych cen ropy – Członkowie OPEC spotykają się w celu powstrzymania spadku cen. Na początku 2015 r. cena za baryłkę wyniosła mniej niż 50 dolarów.
2016	Porozumienie Paryskie – porozumienie klimatyczne podpisane przez 190 krajów dotyczące redukcji gazów cieplarnianych.
2020	Pandemia – popyt na ropę gwałtownie spadł, co skutkowało obniżką cen – w kwietniu cena referencyjna amerykańskiej ropy spadła poniżej zera.
2022	Wojna Rosji z Ukrainą – Ceny ropy osiągają najwyższy poziom od 2008 r.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Council on Foreign Relations (CFR), 1850–2022 Uzależnienie od ropy i polityka zagraniczna USA, <https://www.cfr.org/timeline/oil-dependence-and-us-foreign-policy> [dostęp 26.09.2023].

Podjęte przez Unię Europejską rozwiązania mające ograniczyć negatywne skutki cenowe i potencjalnie pomóc w uzupełnianiu niedoborów dostaw paliw, zdaniem obserwatorów rynku od rozpoczęcia wojny rosyjsko-ukraińskiej nie były odpowiednie w odniesieniu do realizacji celu zmniejszenia zużycia ropy.

Powstała istotna różnica pomiędzy trajektoriami popytu na ropę i gaz. W okresie wojny Rosji na Ukrainie wartość popytu na gaz obniżyła się o 15%, zaś popyt na ropę zwiększył się o ok. 2%. Jako czynniki wpływu na taki stan wskazuje się decyzje polityczne – głównie Unii Europejskiej – w zakresie konieczności cięć zużycia gazu, zarówno w gospodarstwach domowych, jak i w przemyśle. Natomiast w odniesieniu do ropy naftowej takich decyzji nie podjęto.

Kraje Wspólnoty Europejskiej w znacznym stopniu subsydiowały zużycie ropy naftowej przy wzroście jej ceny. Unia Europejska chce uniezależnienia od rosyjskich zasobów tego surowca, jednak relacje handlowe w tym zakresie nie są dostatecznie uregulowane. Powstały istotne luki w sankcjach, a brak regulacji w zakresie bezpośredniego zmniejszenia ilości wydobycia ropy naftowej powodują, że światowe gospodarki nadal są bezpośrednio lub pośrednio zależne od ropy naftowej.

Bodźcem zmniejszającym tę zależność niewątpliwie są sankcje Unii Europejskiej. Gromadzone dane statystyczne pokazują, że wartość importu rosyjskiego gazu w stosunku do importu spoza obszaru europejskiego w styczniu 2022 r. kształtowała się na poziomie 31%, zaś w marcu 2023 r. jego udział uplasował się w granicach 3%.

Jednocześnie trzeba wskazać na inny problem. Surowiec pochodzenia rosyjskiego jest sprowadzany w postaci produktów rafinowanych w innych krajach, co znajduje dalsze przyzwolenie Unii Europejskiej na ich nabycie.

Kraje Wspólnoty importują ropę z Indii i Chin, a jej nabycie z tych krajów wzrosło w ciągu ostatniego roku odpowiednio o 70% i 13%. Wskazuje się, że zależność świata od ropy naftowej daje nowe możliwości rosyjskim dostawcom i nie są one wcale niekorzystne z punktu widzenia Rosji. Odbywa się to poprzez przenoszenie produkcji przez rosyjskie firmy do innych krajów, z jednoczesnym obniżeniem kosztów. Stanowi to zatem kolejne zagrożenia ekonomiczne i klimatyczne, z jakimi zmagać się będą wszystkie gospodarki. Pomimo nałożonych sankcji unijnych, zarówno tych z 2022, jak i 2023, wielkość rosyjskiej produkcji ropy naftowej nie odnotowała istotnego spadku. Szacuje się, że jest to ok 2%.

Kolejne europejskie sankcje, które zostały nałożone w czerwcu 2023 r. dotyczą zakazu importu przez Niemcy i Polskę ropy naftowej za pośrednictwem rurociągu „Przyjaźń”. Kraje te już zaprzestały importu rosyjskiego surowca tą drogą, jednak należy zauważyć, że ropa pochodząca z innego kraju, np. Kazachstanu, nadal może być przesyłana przez Rosję do Unii Europejskiej z wykorzystaniem rurociągu „Przyjaźń”. Sytuacja taka jest rezultatem dotychczasowych sposobów realizacji dostaw rosyjskiego surowca do Europy, które odbywały się za pośrednictwem terminali portowych i sieci rurociągów.

Dane wskazują, że jeszcze w 2021 r. blisko 70% ropy importowanej z Rosji trafiało do krajów UE z rosyjskich portów znajdujących się w rejonie Morza Bałtyckiego, Morza Czarnego oraz odległych terminali na wybrzeżach Arktyki. Natomiast pozostałe 30% transportowano bezpośrednio do europejskich rafinerii istniejącą siecią rurociągów „Przyjaźń”, które umożliwiały przesył tego surowca na północ do Polski i Niemiec oraz w kierunku południowym, do Czech, Słowacji i Węgier.

Podjęte przez UE środki polityczne pozwoliły wyłącznie na częściowe uniezależnienie się krajów europejskich od ropy naftowej pochodzącej z Rosji po rozpoczęciu inwazji zbrojnej na Ukrainę. Należy zauważyć, że np. Polska, Łotwa, Niemcy i Bułgaria po lutym 2023 r. nadal importowały produkty rafineryjne objęte embargiem, co wynikało ze zwolnień w ograniczeniach sankcyjnych dla określonych produktów ropopochodnych, np. gazów płynnych (LPG)⁴¹.

Zaistniały z powodu kryzysu energetycznego wzrost hurtowych cen energii w Europie wymusił wprowadzenie narzędzi pomocowych zapobiegających negatywnym skutkom finansowym gospodarstw domowych oraz przedsiębiorstw.

Rządy poszczególnych krajów Europy, także spoza Wspólnoty, wprowadziły programy mające na celu bezpośrednią ochronę budżetów prywatnych i firmowych przed rosnącymi cenami.

Rozwiązania mające na celu załagodzenie skutków gwałtownego wzrostu cen dla konsumentów przybierały różne formy. Wśród tych rozwiązań wymienić można obniżony podatek akcyzowy i podatek VAT, regulację cen detalicznych i cen hurtowych energii, transfery środków finansowych do grup szczególnie wrażliwych, kary dla przedsiębiorstw państwowych w zakresie nieprzestrzegania polityki cenowej, wprowadzenie podatku od zysków nadzwyczajnych firm z zaangażowanym państwowym kapitałem,

41 Suzan, S., Bounfour, A., lipiec 2023. *New oil map: Impact of Russia's war on Ukraine on supply and demand*.

programy wsparcia biznesowego – np. pożyczki, programy pomocowe oraz pozostałe⁴². Beneficjenci tych programów mogli również zabezpieczyć potrzeby alternatywnymi surowcami energetycznymi.

Wartość programów pomocowych w poszczególnych krajach Europy przedstawia poniższa tabela:

Tabela 6: Wartość programów pomocowych do wartości PKB (%) oraz łączne środki według krajów Europy

Kraj	PKB (%)	Przeznaczone środki w MLD €
Austria	5,3	21,3
Belgia	1,9	9,4
Bułgaria	5,7	3,9
Chorwacja	3,2	1,8
Cypr	0,9	0,2
Czechy	3,8	9,2
Dania	0,5	1,7
Estonia	2	0,6
Finlandia	0,6	1,4
Francja	3,7	92,1
Grecja	5,2	9,5
Hiszpania	3,4	40,8
Holandia	4,6	39,2
Irlandia	1,3	5,4
Litwa	5,1	2,8
Luksemburg	3,4	2,5
Łotwa	3,3	1,1
Malta	6,8	1
Niemcy	7,4	264,6
Norwegia	2	8,1
Polska	2,2	12,4
Portugalia	4,2	8,9
Rumunia	3,8	9
Słowacja	3,8	3,7
Słowenia	4	2,1
Szwecja	1,3	6,8
Węgry	1,7	2,7
Wielka Brytania	3,8	103,3
Włochy	5,2	92,7

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Sgaravatti, G., Tagliapietra, S., Trasi, C., Zachmann, G., op. cit.

⁴² Sgaravatti, G., Tagliapietra, S., Trasi, C., Zachmann, G., 26 czerwca 2023. *Reakcje krajowej polityki fiskalnej na kryzys energetyczny*, <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices> [dostęp 26.09.2023].

3.2. RYZYKO NIEDOBORÓW PALIW PŁYNNYCH

Wydatkowane środki w krajach Europy to łącznie 758,2 mld EUR.

Średnia wartość pomocy na jednego mieszkańca Europy kształtowała się w przedziale od 233 EUR do kwoty 3732 EUR. W Polsce kwota ta wyniosła 329EUR i była jedną z najniższych wartości pomocy, przypadających na mieszkańca.

Tabela 7: Wartość programów pomocowych średnio na 1 mieszkańca w €

Kraj	Alokacja jako całkowita kwota na mieszkańca (w €)
Luksemburg	3732
Niemcy	3179
Austria	2375
Holandia	2227
Malta	1902
Słowacja	1670
Włochy	1572
Wielka Brytania	1530
Norwegia	1490
Francja	1358
Dania	1222
Irlandia	1071
Litwa	1013
Słowenia	984
Grecja	898
Czechy	870
Portugalia	862
Hiszpania	861
Belgia	809
Szwecja	652
Łotwa	573
Bułgaria	567
Rumunia	474
Chorwacja	466
Estonia	463
Polska	329
Węgry	276
Finlandia	256
Cypr	233

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Sgaravatti, G., Tagliapietra, S., Trasi, C., Zachmann, G., op. cit.

Wydatkowane środki w krajach Europy to łącznie kwota 758,2 mld EUR. Niepewność przyszłej sytuacji na rynku może wymuszać konieczność uruchomienia kolejnych programów.

Wpłynąć na ten stan mogą decyzje o ograniczeniu wydobycia ropy naftowej podjęte przez Arabię Saudyjską i Rosję, które będą determinować istotne niedobory surowca na rynkach światowych do końca roku.

Stwarzać to będzie ryzyko dalszej niestabilności rynku, o czym informuje Międzynarodowa Agencja Energetyczna⁴³.

Obecnie ceny paliw na polskich stacjach są bardzo niskie, przez co należą do najniższych w Europie. Taka sytuacja jest sprzeczna z trendami na rynkach światowych, gdzie ropa naftowa stale drożeje, a polska waluta się osłabia, przez co import tego surowca staje się mało opłacalny.

Rozbieżności między cenami hurtowymi i detalicznymi były obserwowane już od początku sierpnia 2023 r. Wprowadzane przez importerów ograniczenia będące wynikiem nieopłacalności importu stwarzają poważne ryzyko, gdyż polski rynek paliw nadal jest w dużym stopniu uzależniony od dostaw paliw z zagranicy.

Prowadzone w krajowych rafineriach prace remontowe w I półroczu 2023 r. spowodowały niższą produkcję paliw, przez co, jak wynika z danych Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego, to właśnie zagraniczne źródła dostaw stabilizowały niedostatki tego surowca w istniejącej wówczas sytuacji rosnącego popytu. W tym okresie importowano blisko 39% diesla oraz 17% benzyn. Konieczność polegania na importowanych źródłach dostaw paliw spowodowała okresowe trudności zmuszające do wprowadzenia na niektórych stacjach paliw limitów tankowania. W ocenie ekspertów podejmowane wówczas działania zapobiegały jedynie spekulacji i próbom ponownej sprzedaży za granicą paliwa z Polski.

3.3. RYZYKO ROZWOJU SZAREJ STREFY W HANDLU PALIWAMI PŁYNNYMI

Szara strefa w Polsce została oszacowana w 2022 roku do wysokości 18,9 % PKB dla całej gospodarki. Jednocześnie wydaje się, że uszczelnienie obrotu paliwami płynnymi przyczyniło się do znaczącej redukcji szarej strefy w tym sektorze. Ryzykiem pozostaje natomiast możliwość zmiany trendu, kiedy szara strefa na rynku paliw płynnych zaczęłaby gwałtownie rosnąć, jeżeli warunki obrotu gospodarczego, nie pozwalałyby na ekonomiczne konkurowanie.

Jej poziom wynikał z wielu czynników, które zachęcały przedsiębiorstwa do nieujawniania dochodów z działalności.

Stanowiły je m.in.:

- konflikt zbrojny na Ukrainie, którego efektem jest wzrost cen surowców energetycznych, a tym samym wzrost kosztów prowadzenia działalności gospodarczej;

⁴³ Szubański, P., 13 września 2023. *Międzynarodowa Agencja Energetyczna: czeka nas niedobór ropy*, <https://www.parkiet.com/gospodarka-swiatowa/art39102611-miedzynarodowa-agencja-energetyczna-czeka-nas-niedobor-ropy> [dostęp 26.09.1923].

- koszty cen energii elektrycznej oraz wysoki poziom inflacji;
- rosnące koszty obsługi finansowej kredytów wynikające ze wzrostu stóp procentowych;
- trudniejsze warunki prowadzenia działalności gospodarczej, będące rezultatem słabnącej koniunktury gospodarczej;
- zawiłe, stale zmieniające się i niespójne przepisy prawa podatkowego, co m.in. przekładało się na trudności w rozliczaniu wynagrodzeń i naliczaniu składek;
- zmiany w sposobie odliczenia składki zdrowotnej od zaliczki na podatek dochodowy, przez co wzrosły obciążenia dochodów z pracy;
- podniesienie poziomu płacy minimalnej i deficyt pracowników na rynku.

Na okres 2023 r. prognozowany jest wzrost (do poziomu 19,6%) udziału szarej strefy w gospodarce rynkowej. Szacowana wielkość jest zbliżona do poziomu, jaki notowała polska gospodarka blisko dekadę temu. Do istotnych czynników determinujących i zachęcających do działania w szarej strefie, które wystąpiły w 2022 r., zaliczyć można przede wszystkim: inflację i skutki wojny na Ukrainie, dalszy wzrost obciążeń dla przedsiębiorców, wzrost wysokości składek ZUS w odniesieniu do osób prowadzących jednoosobową działalność gospodarczą, a także wzrost minimalnego wynagrodzenia. Powyższe czynniki oznaczają, że przedsiębiorcy, którzy chcą utrzymać poziom zatrudnienia, muszą liczyć się ze znacznym wzrostem kosztów stałych. Ich wzrost w połączeniu ze słabnącą koniunkturą gospodarczą będzie więc zachęcał firmy do szukania oszczędności w szarej strefie.

Efektom eksploatacji pojazdów silnikowych oraz innych urządzeń i maszyn jest powstawanie olejów przepracowanych, które powinny być poddawane regeneracji lub utylizacji w wyspecjalizowanych instalacjach. Należy zauważyć, że substancje te mają wysoką wartość energetyczną, przez co mogą być spalane w nieprzystosowanych do tego miejscach, głównie celem ogrzewania warsztatów, szklarni lub innych zakładów usługowych i produkcyjnych.

Generuje to emisję toksycznych substancji, stanowiąc zagrożenie dla zdrowia i życia ludzi. Wykorzystywanie olejów odpadowych jako olejów opałowych stanowi także naruszenie przepisów podatkowych. W gospodarstwach wiejskich oleje odpadowe wykorzystywane są również do konserwacji drewna lub też wylewane wprost do gruntu, co powoduje poważne zanieczyszczenie gleby i cieków wodnych. Podejmowane dotychczas działania nie dały oczekiwanych rezultatów, zatem konieczne jest podjęcie działań w zakresie:

- uszczelnienia rynku pierwotnego,
- uszczelnienia systemu zbiórki odpadów,
- uszczelnienia systemu przetwarzania odpadów.

Odnacza się tu sektor handlowy, gdzie skala nadużyć (liczonej wartościowo) jest w polskiej gospodarce największa. Nielegalny obrót paliwami oraz nielegalny hazard to jedne z najbardziej istotnych elementów kształtujących szarą strefę, których nie obejmują szacunki GUS.

Instrumentem umożliwiającym zmniejszenie szarej strefy jest system SENT (pakiet przewozowy). Pozwala on na objęcie monitorowaniem towarów „wrażliwych”, takich jak: oleje, paliwa, produkty alkoholowe, tytoń oraz paliwa opałowe. Negatywne opinie odnosiły się do nieprecyzyjnych regulacji określających sposób nakładania kar oraz ich wysokość. Takie rozwiązanie stanowi poważne obciążenie dla małych przedsiębiorstw transportowych.

Autorzy z UN Global Compact Poland wskazują, że raport przedstawia sukcesy „Programu przeciwdziałania szarej strefie 2014–2022”. Jednocześnie zwracają uwagę, że obecny rozrost szarej strefy nie jest zaskoczeniem dla analityków, gdyż należy pamiętać, że rosnąca szara strefa powinna w dłuższej perspektywie wyhamować oraz w pewnym momencie ulegać zmniejszeniu. Autorzy wskazują także, że wielkość szarej strefy w Polsce w 2022 r. mogła przekroczyć już 20,65% polskiego PKB. Zwracają jednak uwagę na niepewność takiego szacunku szarej strefy. Jak wskazują, w trzecim kwartale 2017 r. odnotowano przejściowy i skokowy wzrost poziomu szarej strefy na krajowym rynku papierosów o prawie 2 punkty procentowe. W ocenie ekspertów, wzrost ten najprawdopodobniej wynikał z przesunięć kapitału będącego własnością grup przestępczych z innych obszarów nielegalnej działalności na rynek tytoniu. W tym samym okresie ciężar zwalczania szarej strefy położony został przede wszystkim na kwestie walki z wyłudzeniami podatku VAT (przeciwdziałanie tzw. karuzeli podatkowej) oraz wprowadzanie do obrotu paliw, od których nie jest odprowadzany podatek akcyzowy. Podjęte działania przyniosły wymierne efekty polegające na wyeliminowaniu z rynku znacznych ilości nieopodatkowanych paliw oraz częściowego uszczelnienia systemu podatkowego⁴⁴.

Na początku lat 90. rozmiar szarej strefy w Polsce osiągnął poziom 33,1 % PKB, a pierwsze dwie dekady po upadku ustroju komunistycznego były okresem jej wzrostu, który był związany ze wzrostem całej gospodarki. Przełomowy okazał się dopiero rok 2008, gdy wartość szarej strefy (wyrażona wartościowo w PLN) zaczęła się zmniejszać, a następnie ustabilizowała się. Szara strefa w Polsce na koniec 2019 r. wynosiła ok. 13,55 % PKB. Pandemia i związane z nią ograniczenia w prowadzeniu działalności gospodarczej sprawiły, że ponownie zaczęła się zwiększać. W końcu 2022 r. prawdopodobnie przekroczyła 20% PKB, jak wynika z opublikowanego raportu, w którym eksperci UN Global Compact Network Poland poddali analizie szarą strefę w 14 branżach w latach 2014–2022. Uwzględnili przy tym wpływ, jaki miała na nią zarówno pandemia, jak również trwająca inwazja Rosji na Ukrainę.

Raport wskazuje, że niepewność wynikająca z pandemii COVID-19 wpłynęła na sposób zachowania konsumentów oraz decyzje podejmowane przez przedsiębiorstwa, a problem dodatkowo pogłębiła wojna na Ukrainie. Jej rezultatem jest inflacja, która występuje w całej Europie i przyczyniła się do rozwoju szarej strefy w tym regionie. Jak wskazują Eksperci UN Global Compact Network Poland, w konsekwencji ww. zdarzeń szara strefa będzie odciskała swoje piętno w kolejnych latach w szczególności na branżę paliwową (przede wszystkim import paliw płynnych), a także branżę spirytusową, części zamiennych dla motoryzacji, pożyczki finansowe oraz nielegalną pracę, tzw. pracę na czarno.

Obecnie zauważane są dalsze działania zmierzające do uszczelnienia luki w branży paliwowej. Istotnym jest, aby nie było one zbyt restrykcyjne, gdyż mogłoby spowodować wyeliminowanie z rynku drobnych, niezależnych przedsiębiorców. Uszczelnianie musi być, w ocenie ekspertów, odpowiednio zrównoważone⁴⁵.

44 Fundowicz, J., Łapiński, K., Wyżnikiewicz, B., 2023. *Szara strefa 2023*, https://api.polskabezgotowkowa.pl/uploads/IPAG_Szara_Strefa_2023_4307cf80d8.pdf [dostęp 26.09.2023].

45 INFOR, <https://www.infor.pl/prawo/praca/pracownik/5684649,szara-strefa-w-polsce.html#szara-strefa-nie-zniknie> [dostęp 26.09.2023].

4. POSZUKIWANIE PALIWA PRZYSZŁOŚCI

Obecny globalny kryzys energetyczny spowodował, że bezpieczeństwo energetyczne wysunęło się na pierwsze miejsce działań międzynarodowych i przyspieszyło wdrażanie czystych technologii energetycznych. Prowadzone inwestycje w czystą energię przyspieszają w większym tempie niż dzieje się to w przypadku paliw kopalnych.

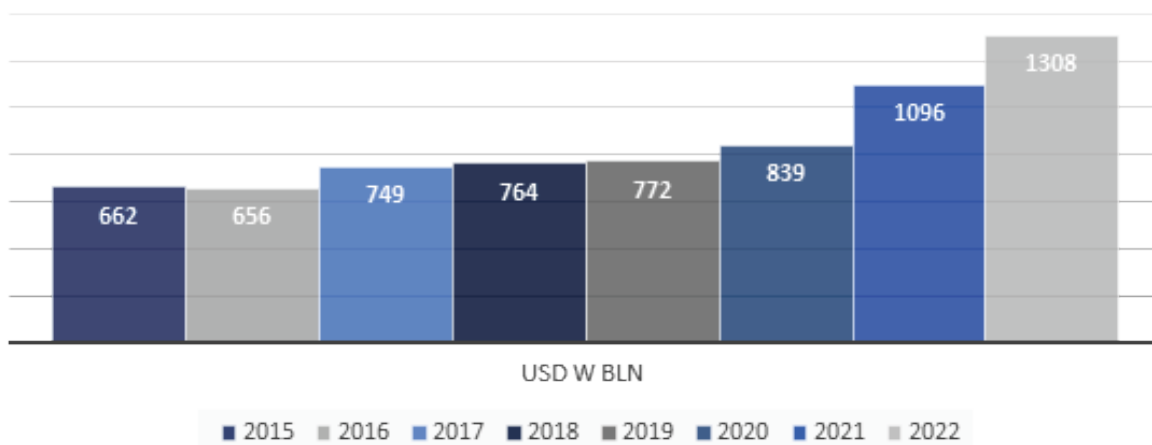
Czysta energia, dla której zarezerwowane są metody pozyskiwania energii wykorzystujące odnawialne źródła, a także technologie usuwania dwutlenku węgla, są niezbędnym czynnikiem zmniejszenia zużycia ropy naftowej i gazu.

Szacuje się, że od momentu wybuchu pandemii globalne rządowe wydatki na czystą energię wyniosły 1,34 bln USD, z czego wsparcie inwestycji na wartość 1 343 mld USD. Ocenia się, iż rozkład wydatków w poszczególnych państwach świata jest znacznie nie zrównoważony, gdyż udział zaangażowania tych środków przez gospodarki wysokorozwinięte stanowi aż 95%. Wydatki na ochronę gospodarstw domowych i przedsiębiorstw przed rosnącymi rachunkami za energię od jesieni 2021 r. do końca 2022 r. oszacowano na 900 mld USD, jednak brak ukierunkowania wydatkowania nowych środków na utrzymanie przystępności cenowej, może stanowić przyczynę wzrostu długu publicznego⁴⁶.

Wartość globalnych inwestycji w roku 2015 wyniosła 662 bln USD, zaś w roku 2022 kwota ta ukształtowała się na poziomie 1308 bln USD. W zakresie tych działań mieści się energetyka odnawialna, energooszczędność energetyczna i transportowa, energia cieplarniana, magazynowanie energii, wytwarzanie wodoru oraz wychwytywanie i magazynowanie dwutlenku ciepła.

⁴⁶ International Energy Agency (IEA), 2023. *Global Energy Transitions Stocktake, Tracking progress toward the Paris Agreement*, <<https://www.iea.org/topics/global-energy-transitions-stocktake>> [dostęp 17.09.2023].

Wykres 13: Roczne światowe inwestycje w energię odnawialną, efektywność energetyczną i inne technologie związane z transformacją lata 2015–2022



Źródło: Opracowanie własne na podstawie, <https://www.cire.pl/artykuly/materialy-problemowe/irena-globalny-krajobraz-finansowania-energetyki-odnawialnej-2023> [dostęp 26.09.2023] oraz danych IEA i BNEF.

Porównanie trendów rozwoju inwestycji w obszarze paliw kopalnych pokazuje spadek w 2020 r. o 22% w stosunku do 1 bln USD zainwestowanych w 2019 r., Jako przyczynę tego stanu na globalnych rynkach energetycznych wskazuje się pandemię COVID-19.

Już 2021 r. inwestycje w paliwa kopalne wrosły o 15%, do kwoty 897 mld USD, a wstępne dane za 2022 r. wskazują, że wróciły one do poziomu sprzed 2020 r. i osiągnęły wartość 953 mld USD. Środki finansujące inwestycje w energię są wydatkowane na nowe pola naftowe i gazowe, a niestety nie na odnawialne źródła energii. Szacuje się, że każdego roku do 2030 r., 570 mld USD będzie wydawane na rozwój i poszukiwanie nowych złóż ropy i gazu. Dlatego prognozy wskazują, że dążenie do obniżenia temperatury o 1,5°C wymaga przekierowania 1 bln USD rocznie ze źródeł kopalnych na technologie związane z transformacją energetyczną, jednak trudno nie zauważyć, że inwestycje w ropę naftową i gaz ziemny wciąż rosną⁴⁷.

Wartość rozwiązań unijnych wprowadzonych w zakresie złagodzenia wpływu gwałtownego wzrostu cen energii szacuje się na kwotę 657 mld EUR. W marcu 2023 r. Komisja Europejska przedstawiła wniosek ustawodawczy dotyczący zreformowania rynku energii i ochrony przed podobnymi wstrząsami cenowymi w przyszłości⁴⁸. Wskutek inwazji na Ukrainę cena gazu znacznie wzrosła z racji zmniejszonego importu i konieczności zastąpienia tego źródła zapasami z droższych kanałów dystrybucji. Natomiast

⁴⁷ Drozdowski, W., luty 2023. *IRENA: Globalny krajobraz finansowania energetyki odnawialnej 2023*, <<https://www.cire.pl/artykuly/materialy-problemowe/irena-globalny-krajobraz-finansowania-energetyki-odnawialnej-2023>> [dostęp 23.09.2023].

⁴⁸ Rada Unii Europejskiej, 10 maja 2023. *Produkcja i sprzedaż prądu – jak to robi UE? – infografika*, <<https://www.consilium.europa.eu/pl/infographics/how-is-eu-electricity-produced-and-sold/>> [dostęp 23.09.2023].

wzrost ceny prądu, mimo że na poziomie krajów Unii Europejskiej ok. 40% wytwarza się go z paliw kopalnych, jest skutkiem zasady rankingu cenowego, tj. uzależnienia jej od ceny gazu.

Szacuje się, że cele zrównoważonego rozwoju i cele klimatyczne, inwestycje w czystą energię na rynkach wschodzących wymagają siedmiokrotnego wzrostu inwestycji w czystą energię do 2035 r., przy uwzględnieniu obecnego poziomu tych wydatków na rynkach wschodzących i w gospodarkach rozwijających się (poza Chinami) na ok. 250 mld dolarów rocznie. Najnowsze dane roczne prezentowane przez firmę EMBER dotyczące wytwarzania, mocy, emisji i zapotrzebowania na energię elektryczną z ponad 200 lokalizacji geograficznych, pozyskanych ze zbiorów danych takich jak EIA, Eurostat, BP, ONZ od 1952 r., pokazują, jak kształtuje się struktura produkcji mocy elektroenergetycznej wytwarzanej z węgla, ropy, gazu, energii jądrowej i energii odnawialnej – wodnej, słonecznej lub wiatrowej.

Z wyników analizy rynku zamieszczonych w „Global Landscape of Renewable Energy Finance 2023”, raporcie Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA) i Inicjatywy Polityki Klimatycznej (Climate Policy Initiative – CPI) wynika, że poziom inwestycji dotyczących światowych przemian energetycznych na 2023 r. winien wzrosnąć co najmniej czterokrotnie, gdyż wydaje się to niezbędne do zrealizowania scenariusza 1,5°C. Już w 2022 r. wartość inwestycji w energetykę odnawialną była bezprecedensowa – wyniosła 0,5 bln USD, jednak kwota ta stanowi mniej niż jedną trzecią przeciętnych inwestycji, na jakie jest zapotrzebowanie⁴⁹.

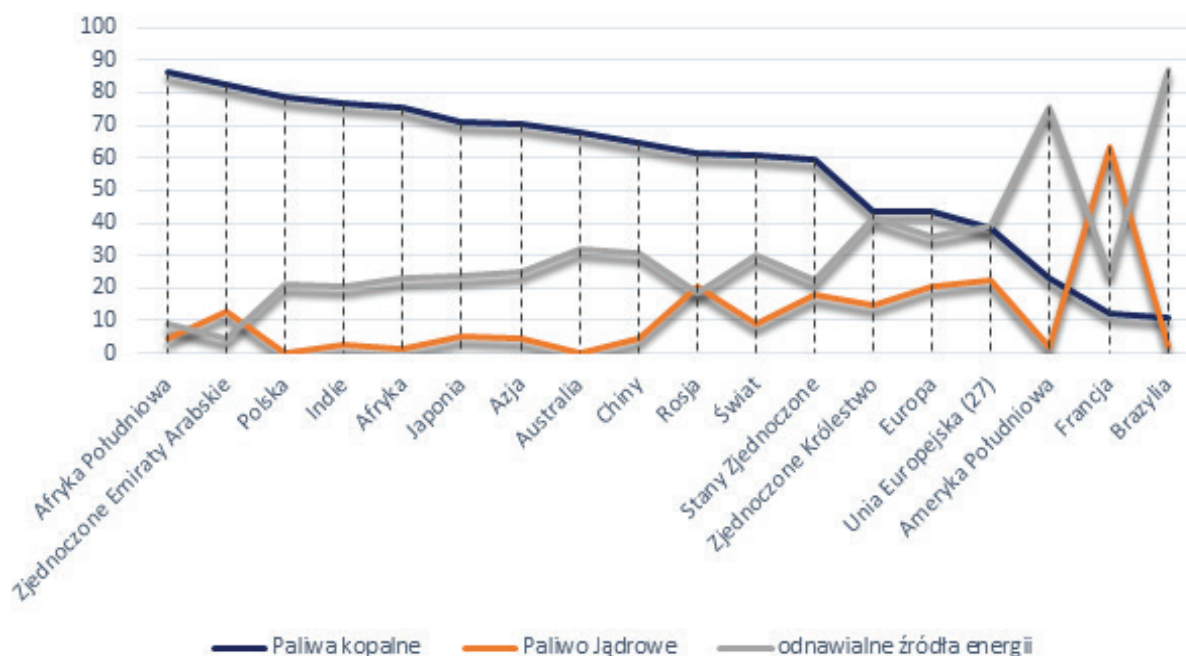
Światowa wielkość wytwarzania energii z paliw kopalnych kształtuje się na poziomie ca 60,94%, z energii jądrowej – ok. 9,15%, zaś odnawialne źródła energii plasują się na poziomie 29,91%.

W krajach Wspólnoty Europejskiej średnie wynoszą: paliwa kopalne 38,61%, energia jądrowa 22,14% oraz odnawialne źródła ca 39, 24%.

Statystyki wybranych kontynentów i krajów w tym zakresie przedstawiono poniżej:

49 Drozdowski, W., luty 2023. *IRENA: Globalny krajobraz finansowania energetyki odnawialnej 2023*, <<https://www.cire.pl/artykuly/materialy-problemowe/irena-globalny-krajobraz-finansowania-energetyki-odnawialnej-2023>> [dostęp 23.09.2023],

Wykres 14: Energia elektryczna na mieszkańca z paliw kopalnych, jądrowych i OZE, 2022



Źródło: H. Ritchie and M. Roser, Electricity Mix, <https://ourworldindata.org/electricity-mix> [dostęp 18.09.2023] oraz Source: Ember's Yearly Electricity Data; Ember's European Electricity Review; Energy Institute Statistical Review of World Energy OurWorldInData.org/electricity-mix • CC BY.

Przedstawiony udział odnawialnych źródeł energii, paliw kopalnych i energii jądrowej w produkcji prądu w każdym z 27 państw UE [patrz tab. 5] wskazuje, że udział odnawialnych źródeł energii w koszykach energetycznych waha się od ponad 90% w Luksemburgu do mniej niż 13% w przypadku Malty.

Trzydzieściami państw Unii Europejskiej wytwarza część swojego prądu z energii jądrowej. Udział ten waha się od 3% w Holandii do ponad 60% we Francji i na Słowacji. W 2022 r. elektrownie jądrowe zostały wykorzystane w 13 państwach, z czego w ośmiu energia jądrowa pokrywała ponad jedną trzecią ich produkcji prądu.

Tabela 8: Koszyki energetyczne poszczególnych państw UE w 2022 r.

Kraj	źródła odnawialne	paliwa kopalne	energia jądrowa
Luksemburg	93,0%	7,0%	0,0%
Dania	79,0%	21,0%	0,0%
Łotwa	76,0%	24,0%	0,0%
Litwa	73,0%	27,0%	0,0%
Austria	76,0%	31,0%	0,0%

4. POSZUKIWANIE PALIWA PRZYSZŁOŚCI

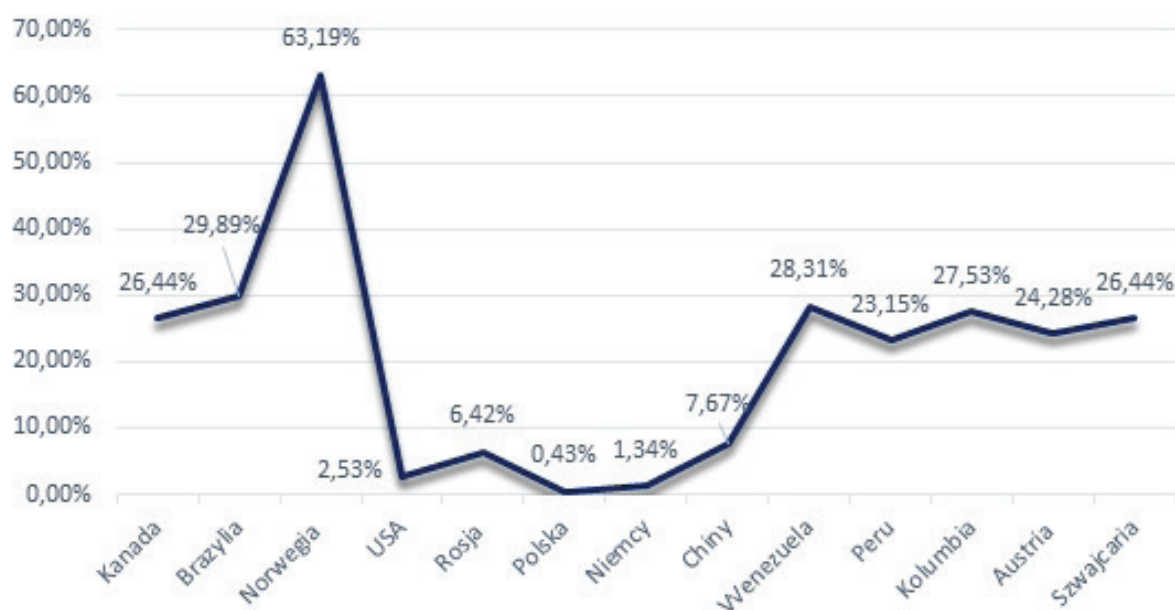
Kraj	źródła odnawialne	paliwa kopalne	energia jądrowa
Szwecja	69,0%	1,2%	29,0%
Chorwacja	65,0%	35,0%	0,0%
Portugalia	63,0%	37,0%	0,0%
Finlandia	54,0%	11,0%	35,0%
Grecja	46,0%	54,0%	0,0%
Rumunia	45,0%	35,0%	20,0%
Niemcy	44,0%	50,0%	6,0%
Hiszpania	44,0%	36,0%	20,0%
Holandia	40,0%	57,0%	3,3%
Irlandia	39,0%	61,0%	0,0%
Włochy	37,0%	63,0%	0,0%
Estonia	34,0%	66,0%	0,0%
Słowenia	31,0%	26,0%	43,0%
Belgia	27,0%	27,0%	46,0%
Francja	25,0%	14,0%	62,0%
Polska	22,0%	78,0%	0,0%
Słowacja	22,0%	18,0%	60,0%
Węgry	21,0%	34,0%	45,0%
Bułgaria	20,0%	46,0%	34,0%
Cypr	17,0%	83,0%	0,0%
Czechy	14,0%	49,0%	37,0%
Malta	13,0%	87,0%	0,0%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie <https://www.consilium.europa.eu/pl/infographics/how-is-eu-electricity-produced-and-sold/> [dostęp 26.09.2023].

Udział poszczególnych źródeł energii, zwany koszykiem energetycznym, w poszczególnych państwach Wspólnoty Europejskiej jest istotnie zróżnicowany. Udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych waha się od ponad 90% do niespełna 15%. Przyczyną są warunki geograficzne, dostęp do zasobów naturalnych, m.in. do złóż węgla lub gazu, struktury gospodarek tych państw oraz stosunku społeczno-politycznego do energii jądrowej.

Podobne zróżnicowanie można zauważyć, analizując udział energii pierwotnej wytworzonej w elektrowniach wodnych – dane za 2022 r. [patrz wykres 18]:

Wykres 15: Udział energii pierwotnej z elektrowniach wodnych, 2022 r.



Źródło Opracowanie własne na podstawie <https://ourworldindata.org/grapher/hydro-share-energy> [dostęp: 17.09.2023], Energy Institute Statistical Review of World Energy (2023).

Wśród istotnych technologii wyszczególnić należy głównie morską energię wiatrową, wychwytywanie, utylizację i składowanie dwutlenku węgla (CCUSJ) oraz wodór, w tym także różne nośniki wodoru i elektropaliwa, takie jak amoniak. Rozwój i zwiększanie skali i wdrażania tych technologii będzie zależęć głównie od uwarunkowań politycznych oraz społeczno-gospodarczych warunków danego państwa⁵⁰.

Na zmiany trendu tych prognoz może mieć wpływ wprowadzenie istotnych zmian regulujących systemowo i prawnie zmniejszenie zużycia ropy naftowej i gazu ziemnego w celu uniknięcia globalnego ocieplenia i zmian klimatycznych.

Jednakże inwazja Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. spowodowała gwałtowny wzrost produkcji energii i rolnictwa oraz cen surowców, co z kolei zwiększyło inflację.

W odpowiedzi i w celu złagodzenia presji inflacyjnej ze względu na konsumentów i presję na przestrzeganie przepisów wywieraną na przemysł, niektóre kraje zdecydowały się na tymczasowe zmniejszenie mandatów dotyczących biopaliw lub kar za niewykonanie mandatów na swoim terytorium⁵¹.

⁵⁰ Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023, <<https://ourworldindata.org/grapher/hydro-share-energy>> [dostęp: 17.09.2023].

⁵¹ Lieberz, S., Rudolf, A., 6 lipca 2023. *Biofuel Mandates in the EU by Member State – 2023*, <https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuel%20Mandates%20in%20the%20EU%20by%20Member%20State%20-%202023_Berlin_European%20Union_E42023-0023.pdf> [dostęp 20.09.2023].

4.1. WODÓR

Szacuje się, że globalny rynek transportu napędzanego wodorem wzrośnie z 5,15 mld USD w 2022 r. do 8,17 mld USD w 2023 r., przy założonej rocznej stopie wzrostu (CAGR) wynoszącej 58,57%. Prognozy wartości rynku transportu napędzanego wodorem wskazują na wzrost do kwoty ok. 51,73 mld USD w 2027 r., przy CAGR na poziomie 58,62%⁵².

Statystyki Kalifornijskiej Komisji ds. Energii podają natomiast, że wielkość światowego rynku pojazdów na wodorowe ogniwa paliwowe oszacowano na 1 mld dolarów w 2022 r.

Rynek ten w 2032 r. może osiągnąć wartość 69,61 mld dolarów, odnotowując CAGR na poziomie 52,9% w latach 2023–2032⁵³.

Produkcja wodoru powinna interesować państwa Europy bardziej niż samego rynku amerykańskiego, ponieważ Unia Europejska stanowi region energochłonny i nie posiadający istotnych lokalnych węglowodorów na pokrycie własnego zużycia energii. Na uzasadnienie tej tezy wskazuje się fakt, że 2021 r. Unia Europejska importowała 80% całkowitego zapotrzebowania na gaz, przy czym produkcja krajowa spadła o połowę w ciągu ostatnich dziesięciu lat, co stanowi wyraźny kontrast w stosunku do Stanów Zjednoczonych.

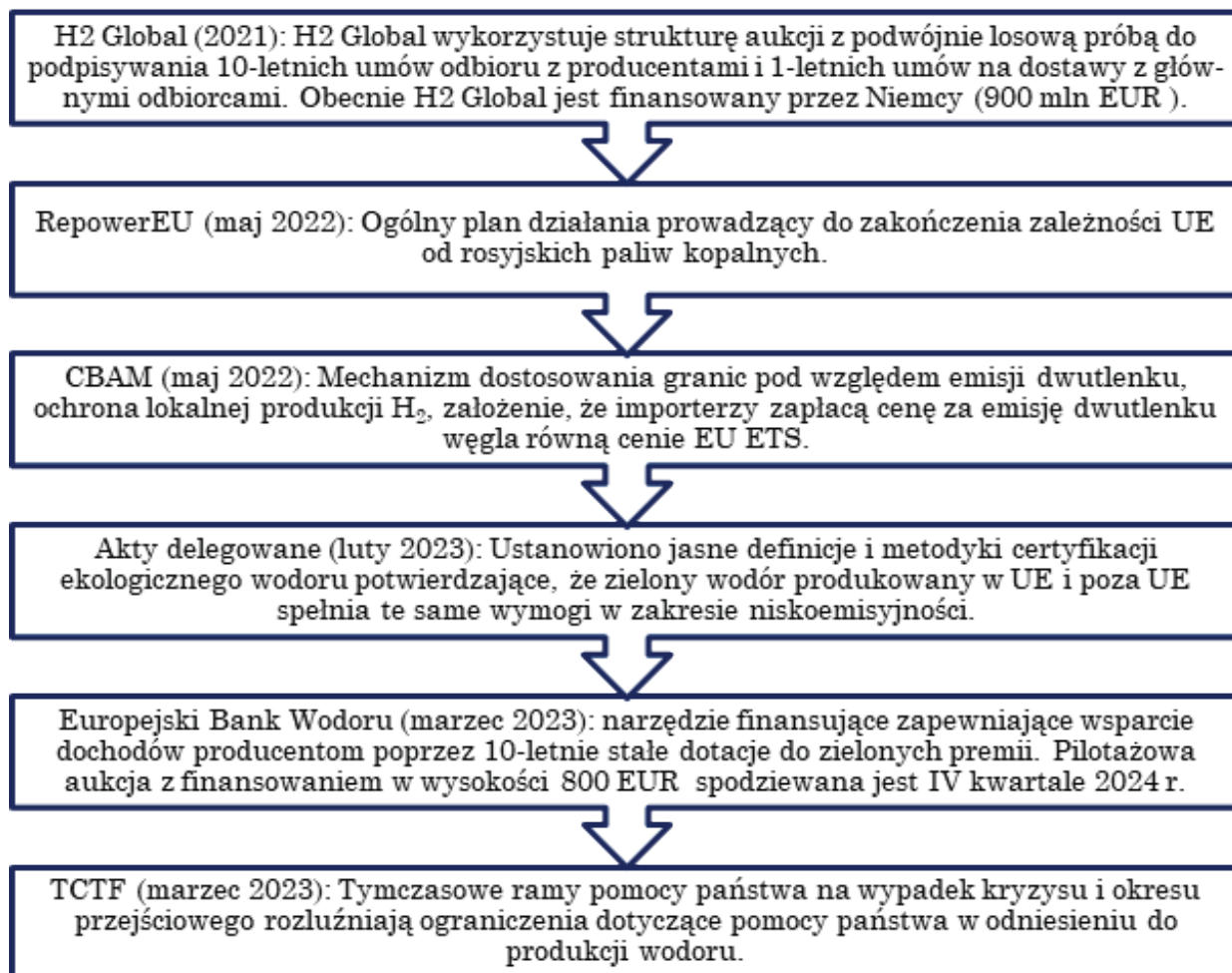
USA pozostają eksporterem netto gazu i w 10-letnim okresie zwiększyły produkcję krajową o 51%. Co więcej, 99% importu do USA odbywało się rurociągami z Kanady, która jest uznawana za bardziej wiarygodnego partnera handlowego niż historycznie największy dostawca gazu ziemnego do UE⁵⁴. W celu osiągnięcia konkurencyjności rynku w tempie niezbędnym do wypełnienia jakichkolwiek celów klimatycznych, konieczna wydaje się interwencja władz poszczególnych krajów Unii Europejskiej. Przejawem poparcia produkcji wodoru są narzędzia prawne wyszczególnione poniżej:

52 The Business Research Company, kwiecień 2023. *Company Hydrogen Powered Transport Global Market Report 2023*, <https://www.reportlinker.com/p06280928/Hydrogen-Powered-Transport-Global-Market-Report.html?utm_source=GNW> [dostęp 15.09.2023].

53 Precedence Research, sierpień 2023. *Hydrogen Fuel Cell Vehicle Market Size*, <<https://www.precedenceresearch.com/hydrogen-fuel-cell-vehicle-market>> [dostęp 10.09.2023].

54 Buhl S., Green Giraffe Securities, 2 sierpnia 2023. *EU Roll-out of Green Hydrogen: Ready for Take-off?*, <<https://green-giraffe.com/publication/article/eu-roll-out-of-green-hydrogen-ready-for-take-off/>> [dostęp 11.09.2023].

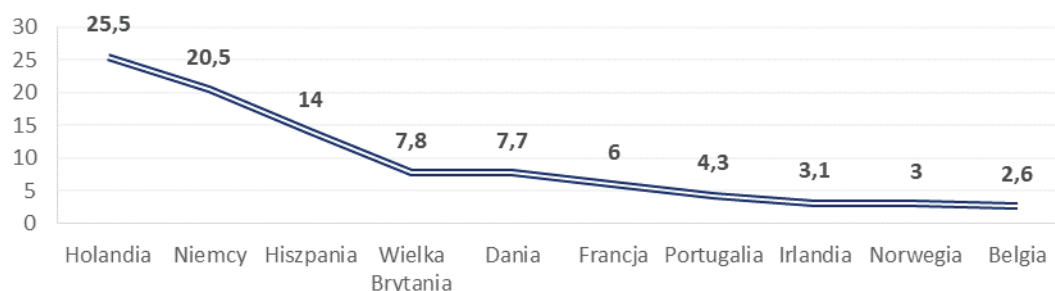
Wykres 16: Narzędzia prawne wspierające produkcję wodoru



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Buhl S., Green Giraffe Securities, LLC, EU Roll-out of Green Hydrogen: Ready for Take-off?, 2 AUGUST 2023 <https://green-giraffe.com/publication/article/eu-roll-out-of-green-hydrogen-ready-for-take-off/> [dostęp 11.09.2023].

Wskazuje się, że europejski rurociąg wodorowy stanowi 35% ogłoszonych na świecie inwestycji do realizacji, co przewyższa liczbę zapowiadanych inwestycji planowanych do realizacji w Stanach Zjednoczonych czy Chinach. Jednak skuteczność ich wdrażania w Europie jest mocno ograniczona, co oznacza, że brak jest w ostateczności decyzji inwestycyjnych, głównie w zakresie ich finansowania.

Wykres 17: Moce/zdolności produkcyjne zielonego wodoru wg państw europejskich do 2035 r. w GW:



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: <https://green-giraffe.com/publication/article/eu-roll-out-of-green-hydrogen-ready-for-take-off/> [dostęp 11.09.2023].

Co do zasady należy mieć na uwadze, że występujący powszechnie w zasobach Ziemi wodór nie jest dostępny w postaci wolnej, stąd też do wytworzenia energii z wodoru zużywane jest obecnie więcej energii od poziomu jej uzysku w procesie produkcji niż energii, jaką jest się w stanie z niego otrzymać⁵⁵.

Polscy specjaliści w zakresie technologii i rynku wskazują na kłopotliwe magazynowanie wodoru, który jako gaz ma istotnie niską gęstość. Jego metr sześcienny w stanie lotnym ma wagę na poziomie ok. 84 g, czyli dwunastokrotnie mniej od powietrza. Gęstość wodoru przyczynia się do tego, że transport i magazynowanie nie są efektywne, a dodatkowo bardziej kosztowne niż paliwa kopalne.

Jako wadę wodoru wskazuje się również dość ekstremalną jego łatwopalność, ulega zapłonowi w bardzo szerokim zakresie stężenia (4–75% w powietrzu), przy bardzo niewielkiej energii (0,02 mJ). Posiada łatwopalność, której nie można praktycznie ugasić. Niski poziom energii zapłonu przyczynia się do wybuchu już w momencie wypływu np. z nieszczelnego zbiornika, co powoduje ogromne zagrożenie na etapie obsługi urządzeń wodorowych.

Uznaje się, iż najtańszą metodą produkcji wodoru jest Parowy Reforming Metanu (SMR), polegający na katalitycznym rozkładzie gazu ziemnego w obecności pary wodnej. Produktem rozkładu jest wodór i CO₂ lub też CO.

Przy założeniu zastąpienia paliw kopalnych wodorem Reformingu Parowego, Polska musiałaby dziewięciokrotnie zwiększyć zużycie gazu ziemnego. W przypadku przejścia na zasilanie wodorem wyłącznie samochodów osobowych, Polska musiałaby zwiększyć zużycie gazu o 51%. Poza oczywistymi problemami z dostępnością takiej ilości surowca, spowodowałoby to wiele wtórnych kłopotów, jak choćby wzrost cen żywności. Gaz ziemny jest przecież cennym surowcem do produkcji nawozów sztucznych. Stąd też w ocenie techników najbardziej realne wydaje się zastąpienie wodorem jedynie benzyny oraz oleju opałowego.

55 Szczelina A., 29 grudnia 2022. *Czy wodór będzie paliwem przyszłości?* <<https://logistyka.rp.pl/elektromobilnosc/art-37689851-czy-wodor-bedzie-paliwem-przyszlosci>> [dostęp 15.09.2023].

Wodór nie jest źródłem konkurencyjnym w stosunku do energii elektrycznej. Przeszkody w jego produkcji to brak sieci wytwarzania wodoru, magazynowania, jak i jego dystrybucji. Uznaje się, że istotnie duży poziom energii niezbędnej do produkcji wodoru może stanowić źródło ładowania samochodów elektrycznych. Znaczna część ciężkiego transportu samochodowego pozostanie przy wykorzystaniu paliw płynnych. Alternatywą oleju napędowego może być biodiesel, który będzie mieć istotne znaczenie na rynku transportu ciężkiego.

Natomiast zgodnie z oczekiwaniami Unii Europejskiej wodór powinien zastąpić gaz kopalny, który może być spalany w piecach przemysłowych. Zdaniem specjalistów wodór powinien stanowić bazę paliw syntetycznych, które wyparłyby ropę naftową w najtrudniejszych zastosowaniach⁵⁶. Produkcja wodoru powinna odbywać się jedynie z wykorzystaniem zielonej energii z paneli słonecznych i wiatraków. Jako „zielony”, wodór powinien powodować nadwyżki prądu z OZE i być pierwszoplanową alternatywą dla tradycyjnych paliw silnikowych. Napędzanie samochodów wodorem daje dwie możliwości: pierwsza – jako paliwo ulegające spalaniu w komorze tradycyjnego silnika lub druga – jako baza ogniw paliwowych, które wytwarzają energię zasilającą samochód elektryczny. Magazynowanie wodoru jest możliwe w postaci gazowej oraz ciekłej, co może przyczynić się do konkurencyjności wykorzystania go w transporcie.

Obecnie pojazdy elektryczne stanowią blisko 15% światowego rynku samochodowego. Sprzedaż samochodów elektrycznych w 2022 r. przekroczyła 10 mln i stanowiła blisko 15% światowego rynku samochodowego, w porównaniu z niecałymi 5% zaledwie dwa lata wcześniej. Chiny w dalszym ciągu dominują na rynku, sprzedając ok. 60% wszystkich samochodów elektrycznych sprzedawanych na całym świecie, za nimi plasują się Europa, a następnie Stany Zjednoczone.

Rosnąca liczba regulacji prawnych dotyczących pojazdów elektrycznych, takich jak ustawa o ograniczaniu inflacji i nowe normy UE dotyczące emisji CO₂ dla samochodów osobowych i dostawczych, zwiększają perspektywy sprzedaży pojazdów elektrycznych, obniżają koszty ich produkcji i prowadzą do znacznego zmniejszenia popytu na ropę do końca tej dekady.

W 2022 r. konsumentom dostępnych było ok. 500 modeli samochodów elektrycznych, a łańcuchy dostaw stale się rozwijają, szczególnie w przypadku produkcji akumulatorów do pojazdów elektrycznych, która obecnie odpowiada za 60% światowego zapotrzebowania na lit, 30% na kobalt i 10% nikiel.

Dane dotyczące sprzedaży pojazdów z Baum and Associates oparte na sprzedaży samochodów przez dealera klientom detalicznym lub flotowym wskazują na znaczną dynamikę eksploatacji pojazdów zasilanych wodorem.

⁵⁶ Centrum Informacji o Rynku Energii (CIRE), 7 maja 2021. *Wodór i prąd paliwami przyszłości? „Tankowanie musi się po prostu opłacać”*, <<https://www.cire.pl/artykuly/elektromobilnosc-materialy-problemowe/184415-wodor-i-prad-paliwami-przyszlosci-tankowanie-musi-sie-po-prostu-oplacac>> [dostęp 19.09.2023].

Tabela 9: Sprzedaż pojazdów elektrycznych z ogniwami paliwowymi: 2012–2023

ROK	Sprzedaż	Wartość skumulowana
2012	4	4
2013	10	14
2014	31	45
2015	112	157
2016	1082	1239
2017	2298	3537
2018	2368	5905
2019	2089	7994
2020	937	8931
2021	3341	12272
2022	2707	14979
2023	2309	17284

Źródło: Karta danych sprzedaży FCEV (samochodów osobowych): <https://h2fcp.org/sites/default/files/FCEV-Sales-Tracking.pdf>

Z końcem 2020 r. Kalifornijska Komisja ds. Energii sfinansowała ponad 100 stacji wodoru. Początkowo powstające stacje wymagały planowania, właściwej lokalizacji i doboru wraz pierwszeństwem objęcia finansowaniem.

W 2023 r. finansowaniem Kalifornijskiej Komisji ds. Energii (GFO 19-602) zostanie objętych 5 stacji dwufunkcyjnych – do wykorzystania przez samochody osobowe i ciężarowe o dużej ładowności.

Federacja Kalifornijska w USA przeznaczyła fundusze na rozwój 100 stacji tankowania wodoru, aby osiągnąć swój cel, który stanowi 1,5 mln pojazdów o zerowej emisji do 2025 r.

Z danych dotyczących terytorium Kalifornii wynika, iż na terytorium tego regionu w roku 2023 r. w budowie pozostawało 113 stacji wodorowych⁵⁷:

⁵⁷ Hydrogen Fuel Cell Partnership, 2023. *FCEV Sales, FCEB, & Hydrogen Station Data*, <https://h2fcp.org/by_the_numbers> [dostęp 01.09.2023].

Tabela 10: Pojazdy i stacje wodorowe w Kalifornii

Pojazdy FCEV — samochody napędzane ogniwami paliwowymi sprzedane i leasingowane w USA	17284
FCEB – autobusy na ogniwa paliwowe eksploatowane w Kalifornii	66
Autobusy na ogniwa paliwowe opracowywane w Kalifornii	103
Stacje wodorowe dostępne w Kalifornii	54
Detaliczne stacje wodorowe w budowie w Kalifornii	6
Detaliczne stacje wodoru na pozwoleniach w Kalifornii	19
Proponowane detaliczne stacje wodorowe w Kalifornii	4
Detaliczne stacje wodorowe sfinansowane, ale nie w fazie rozwoju w Kalifornii	84
Całkowita liczba detalicznych stacji wodorowych w budowie w Kalifornii	113
Stacje wodoru dla ciężarówek działające w Kalifornii	3
Stacje wodorowe dla ciężarówek ufundowane w Kalifornii	9

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: https://h2fcp.org/by_the_numbers [dostęp: 20.09.2023], dane wg stanu na 23.08.2023 r.

Władze Kalifornii podejmują stałą współpracę z innymi stanami w zakresie dostosowania przepisów bezpieczeństwa i przepisów budowlanych w celu zapewnienia ułatwień lokalizacyjnych przy budowie stacji tankowania pojazdów wodorowych i elektrycznych.

Założenia Kalifornii do 2025 r. to 3,3 mln pojazdów na drogach, co spowoduje zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, poprawę jakości powietrza i zdrowia publicznego, a także zwiększenie różnorodności energetycznej, oszczędności finansowej konsumentów i promowanie wzrostu gospodarczego, co jednocześnie spowodowałoby zwiększenie przychodów rynku transportu napędzanego wodorem. Problem tylko w tym, że produkcja czystego (zielonego) wodoru wciąż jest zbyt droga, a poszukiwanie nowych efektywnych i tanich elektrolizerów i metod produkcji, pozostają w fazie planistycznej.

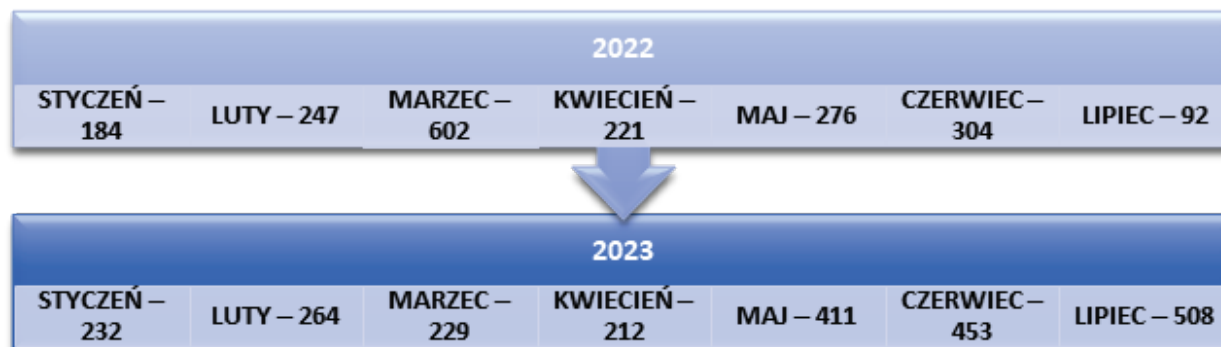
W drugim kwartale 2023 r. w segmencie samochodów na wodorowe ogniwa paliwowe (aka FCV lub FCEV) w Stanach Zjednoczonych (a właściwie w Kalifornii, gdzie są dostępne modele produkowane seryjnie) wielkość sprzedaży tych pojazdów osiągnęła najwyższy w historii wolumen kwartalny.

Według danych Hydrogen Fuel Cell Partnership⁵⁸ w II kwartale 2023 r. w USA sprzedano 1076 nowych samochodów na wodorowe ogniwa paliwowe, czyli o 34% więcej niż w roku 2022. Po raz trzeci w historii sprzedaż przekroczyła 1000 sztuk w kwartale i najwyższy wynik w historii (poprzedni rekord to 1034 w I kwartale 2021 r. i 1033 w I kwartale 2022 r.). Statystyki te, mimo że nie dziwią w stosunku do sprzedaży tradycyjnych samochodów, prognozują pozytywny trend.

Istotny jest fakt, że w II kwartale 2023 r. w samej Kalifornii zarejestrowano 103 516 nowych samochodów w pełni elektrycznych, czyli blisko 100 razy więcej w stosunku do ubiegłego roku.

⁵⁸ Kane, M., 31 lipca 2023. <<https://insideevs.com/news/679504/us-hydrogen-fuel-cell-car-sales-2023q2/>> [dostęp 01.09.2023].

Wykres 18: Sprzedaż aut FCEV w USA w 2022 i 2023 według miesięcy (dane w sztukach)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: https://h2fcp.org/by_the_numbers [dostęp: 20.09.2023], dane wg stanu na 23.08.2023 r.

Jednak w skali globalnej sprzedaż pojazdów napędzanych wyłącznie wodorem spadnie o 11,5% w 2023 r. Szacunki oparto na tendencjach sprzedaży tych samochodów z pierwszej połowy 2023 r. W okresie styczeń–kwiecień 2023 r. w Japonii sprzedano jedynie 156 tego typu egzemplarzy, co stanowi spadek o 75% w porównaniu z 2022 r., choć wielkość ich sprzedaży w Chinach znacznie wzrosła⁵⁹.

Oczekuje się, że rynek autonomicznych ogniw paliwowych będzie do 2035 r. największy w Azji i regionach Pacyfiku, a następnie w Europie i Ameryce Północnej. Zwiększa się znacznie popyt na pojazdy napędzane ogniwami paliwowymi zarówno w transporcie publicznym, jak i prywatnym, z dużym udziałem samochodów dostawczych w ogólnej produkcji pojazdów.

Główne ograniczenia rozwoju rynku transportu napędzanego wodorem to wysokie koszty produkcji związane z pojazdami na wodorowe ogniwa paliwowe. Ekspertsi uznają, że zielony wodór produkowany z etanolu powinien być interesującą alternatywą dla elektryfikacji pojazdów przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury tankowania.

Wodór uznawany jest za technologię zasadniczą dla transformacji energetycznej, jednak inwestycje w zakresie rozwoju tego rynku wyniosły zaledwie 1,1 mld USD w 2022 r., co stanowi ca 0,08% wartości inwestycji w zakresie eko. Oczekuje się, że ekologiczny wodór stanie się znacznie tańszy niż metody alternatywne. Szacuje się, że do 2050 r. może on osiągnąć koszty produkcji na poziomie 1 USD/kg, w porównaniu z dolną granicą wynoszącą blisko 3 USD/kg w 2021 r. Chociaż perspektywy obniżenia kosztów są pozytywne, opłacalny transport wodoru na duże odległości pozostaje nadal wyzwaniem. Mimo to technologie wodorowe nabierają rozpędu na całym świecie. Na czele inwestycji znalazły się obie Ameryki (zwłaszcza USA), na które w 2022 r. przypadło 44% wszystkich inwestycji, a następnie Azja i Pacyfik (głównie Chiny), na które przypadło 33% globalnej kwoty – 1,1 mld USD⁶⁰.

⁵⁹ Collins, L., 14 czerwca 2023. *Global sales of hydrogen-powered vehicles fall by 11.5% in first four months of 2023*, <<https://www.hydrogeninsight.com/transport/global-sales-of-hydrogen-powered-vehicles-fall-by-11-5-in-first-four-months-of-2023/2-1-1466755>> [dostęp 24.09.2023].

⁶⁰ Drozdowski, W., luty 2023. *IRENA: Globalny krajobraz finansowania energetyki odnawialnej 2023*, <<https://www.cire.pl/artykuly/materialy-problemowe/irena-globalny-krajobraz-finansowania-energetyki-odnawialnej-2023>> [dostęp 20.09.2023].

Poziom obecnych inwestycji wodorowych jest znacznie niższy niż w przypadku technologii w zakresie energii odnawialnej. Mimo to technologia wodorowa odnotowała w ostatnich latach silny napływ kapitału na wczesnym etapie, a także wysoki poziom finansowania krajowego.

Inwestycje w tym obszarze są jednak uważane za projekty wysokiego ryzyka. W 2021 r. nowe europejskie przedsiębiorstwa z branży wodorowej otrzymały więcej inwestycji niż firmy amerykańskie. Szacuje się że połowie 2022 r. rozwój ekosystemu wodorowego przeznaczono kwotę 126 mld USD.

4.2. BIODIESEL

Do najpowszechniejszych biopaliw należy zaliczyć bioetanol, biodiesel, odnawialny olej napędowy, biogaz, biometan, biowodór, ciepło z biomasy i bioelektryczność. Rynki biopaliw na całym świecie rozwijają się szybciej niż rynki konwencjonalnych paliw kopalnych. Produkcja etanolu i biodiesla w 2010 r. była szacowana na 60,1 mln ton ekwiwalentu ropy naftowej (Mtoe), a w 2020 r. osiągnęła ona poziom 89,7 Mtoe, co stanowi roczną stopę wzrostu na poziomie 4,9%⁶¹.

Zauważalna jest ekspansja rynku Ameryki Łacińskiej, która zgodnie z szacunkami dysponuje 360 mln ha wolnej i nadającej się do użytku ziemi marginalnej. Jej region charakteryzuje się również nowoczesnym rolnictwem, co m.in. skutkuje wzrostem plonów i stwarza warunki do wyprodukowania przez ten kontynent więcej żywności, co pozwalałoby na eksport tych produktów spożywczych do reszty świata⁶².

Ponad 40% produkcji biodiesla przypada Europie, a wartość konsumpcji jest wyższa od zdolności wytwórczych o ponad 12%. W Ameryce Środkowej i Południowej udział produkcji przypada na poziom ok. 28% ogółu produkcji biopaliw ciekłych. To właśnie Argentyna, Brazylia, Kolumbia i Gwatemala odpowiadają za 24% światowej produkcji biodiesla. Większość tej produkcji jest konsumowana wewnętrznie przez te kraje, z wyjątkiem Gwatemali, która eksportuje większość swoich produktów. Argentyna, Brazylia i Kolumbia mają w pełni wdrożone programy dotyczące biopaliw, poza Gwatemalą, która dotychczas nie przyjęła jeszcze krajowego programu dotyczącego biopaliw i zamierza go rozpocząć przy użyciu 10% mieszanki etanolu w benzynie w roku 2024.

Obecna produkcja biopaliw w Argentynie, Brazylii, Kolumbii i Gwatemali ma charakter energetyczny, zrównoważony i przyczynia się do znacznej redukcji emisji gazów cieplarnianych. Uprawy biomasy do produkcji biopaliw zajmują w nich 14,9 Mha gruntów i jeśli 5% ich pastwisk zostanie przekształcone w celu zwiększenia obszaru upraw biomasy, to produkcja biopaliw może wzrosnąć podwójnie.

Rekomendacje ekspertów w zakresie intensyfikacji produkcji biopaliw dotyczą wykorzystywania różnorodnych surowców roślinnych do produkcji biopaliw, aby uniknąć konkurencji z produkcją żywności. Rozwój technologii umożliwiających korzystanie z odpadów organicznych lub niekonwencjonalnych

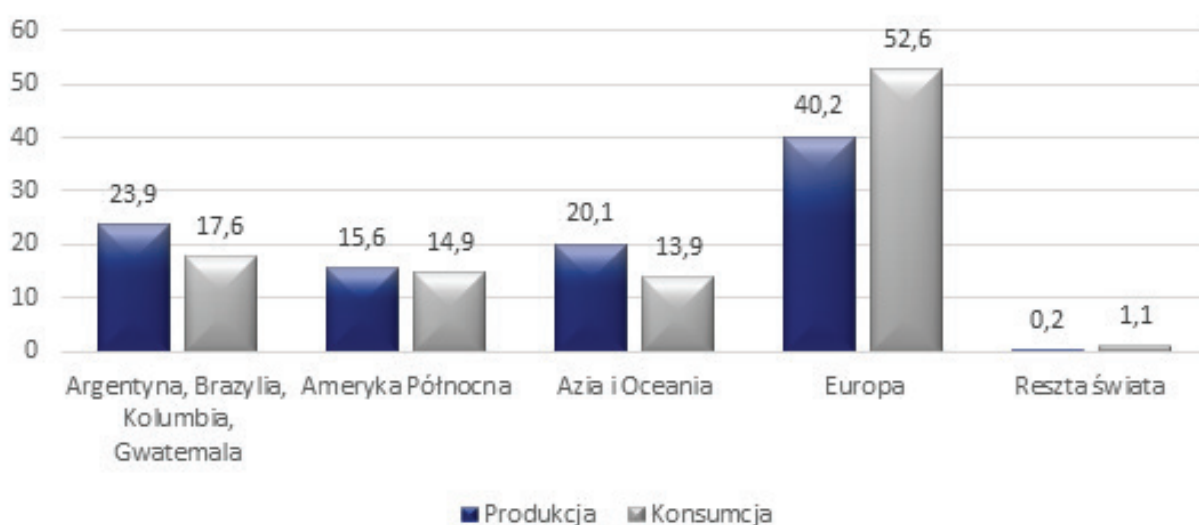
61 BP, 2022. *Statistical Review of World Energy*, <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>> [dostęp 23.09.2023].

62 Mendes Souza, G., Victoria, R. L., Joly, C. A., Verdade, L. M., 2015. *Bioenergy & Sustainability: Bridging the gaps*.

źródeł roślinnych może przyczynić się do zwiększenia zrównoważenia produkcji. Konieczne jest rozszerzenie badań nad rozwojem surowców i ekologizacją rolnictwa, co bezpośrednio wpłynie na ograniczenie emisji CO₂, ale nie może to się odbywać poprzez drastyczne zmniejszenie tradycyjnej produkcji rolnej i jej zastąpienie laboratoryjnymi substytutami, a w konsekwencji drastyczną inflacją w sferze produkcji i produktów żywnościowych. Niezbędna wydaje się również dywersyfikacja portfela i nowe modele biznesowe w sektorze cukru i biopaliw (biogaz, wychwytywanie i wykorzystanie dwutlenku węgla oraz wykorzystanie cukrów heksozowego i pentozowego do bioproduktów), które mogą stymulować innowacje tego sektora przemysłu.

Za stymulujące można uznać ramy polityki w zakresie biopaliw o niskiej intensywności emisji dwutlenku węgla, produkcji biopaliw i nagradzać obecne działania państw w zakresie energii niskoemisyjnej, które zmniejszają się o 63,8 MtonCO₂eq rocznie. Etanol i biodiesel są opłacalne ekonomicznie we wszystkich przypadkach i nie są wrażliwe na ceny surowców, jak to ma miejsce w przypadku paliw kopalnych⁶³.

Wykres 19: Biodiesel, struktura produkcji i konsumpcji w skali globalnej



Źródło: Opracowanie własne na podstawie IEA Bioenergy, *Biofuels in Emerging Markets Potential for sustainable production and consumption* IEA Bioenergy: Task 39 February 2023, ISBN: 979-12-80907-27-1, <https://task39.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/37/2023/03/Biofuels-in-Emerging-Markets.pdf> [dostęp 10.09.2023], s. 8.

Ustalono również, że zakłady produkujące etanol z trzciny cukrowej w Argentynie, Brazylii, Kolumbii i Gwatemali mogą eksportować 25,9 TWh energii elektrycznej do sieci. Dlatego należy rozważyć inwestycje mające na celu zwiększenie efektywności energetycznej w tym zakresie. Zakłady produkujące etanol, które już posiadają jednostki kogeneracyjne, mogą zwiększyć wykorzystanie materiałów

⁶³ IEA Bioenergy, February 2023. *Biofuels in Emerging Markets Potential for sustainable production and consumption*, <<https://task39.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/37/2023/03/Biofuels-in-Emerging-Markets.pdf>> [dostęp 10.09.2023], s. 8–9, s. 17.

lignocelulozowych (tj. słomy i trzciny energetycznej), biorąc pod uwagę ich dostępność na miejscu. To zdecydowanie przyczyni się do zwiększenia efektywności energetycznej, zwiększenia dochodów i ograniczenia emisji.

Biodiesel stanowi paliwo powstające wskutek chemicznego przetworzenia oleju roślinnego do silników wysokoprężnych. Są to zazwyczaj czyste estry metylowe kwasów tłuszczowych, tzw. FAME (z ang. Fatty Acid Methyl Esters) lub ich mieszanki z olejem napędowym w różnych proporcjach. Popularność zyskał biodiesel RME (z ang. Rapeseed Oil Methyl Ester), wyprodukowany w 100% z oleju rzepakowego. Paliwa ekologiczne nie są szkodliwe dla silników, bowiem zaletą biodiesla jest jego wysoka właściwość smarna. Olej RME cechuje się właściwościami fizykochemicznymi podobnymi do ON, ale jest paliwem całkowicie ekologicznym, odnawialnym i biodegradowalnym. RME nie zawiera siarki, a korzystanie z niego obniża emisję gazów cieplarnianych do atmosfery, w tym CO₂, nawet o 70%. Wytworzenie biodiesla jest tańsze niż destylacja ropy naftowej w celu pozyskania oleju napędowego, dlatego cena samego produktu jest odpowiednio niższa, co przekłada się na koszty transportu. Wpłynąć to może nie tylko w branży transportowej na istotne obniżenie kosztów utrzymania flot samochodowych.

Jako wady tego paliwa wskazuje się, że biodiesel stanowi produkt gęstszy od oleju napędowego, stąd wymaga nieznacznie częstszej wymiany filtrów. Jego zużycie również jest o ok. 6% większe, jednak cena paliwa jest niższa. Biodiesel ogranicza emisję gazów cieplarnianych, pozwala przewoźnikom zmniejszać koszty prowadzenia działalności⁶⁴ przy jednoczesnym zapewnieniu zrównoważonego rozwoju.

4.3. BIOMETAN

Według Raportu rocznego CEDIGAZ na temat globalnego biometanu światowy przemysł biometanu i odnawialnego gazu ziemnego (RNG) wzrósł o 23% w 2022 r., a produkcja tych surowców wzrosła z 6 mld m³ w 2021 r. do 7,4 mld m³ w 2022 r.

Oczekuje się, że rynek biometanu ma szansę dynamicznego rozwoju w nadchodzącej dekadzie i w dalszych latach, a także ma potencjał, aby przekroczyć 100 mld m³ do roku 2030 r., pod warunkiem wdrożenia odpowiedniej polityki i regulacji prawnych.

Trzy główne czynniki w ostatnim okresie hamujące rozwój tego sektora: obawy dotyczące bezpieczeństwa energetycznego wynikające z wojny Rosji z Ukrainą, światowy kryzys energetyczny oraz konieczność szybkiego zajęcia się zmianami klimatycznymi.

Czynniki te doprowadziły do powstania nowych polityk motywacyjnych, tj. plan REPowerEU w Europie, ustawa o ograniczaniu inflacji w USA, plan Metano Zero w Brazylii czy program GOBAR-Dhan w Indiach, stymulujący inwestycje w sektorze RNG.

64 e100 DAILY, 3 września 2019, <<https://e100.eu/pl/blog/strategia/biodiesel-przyjazny-dla-srodowiska-i-budzetu>> [dostęp 20.09.2023].

W sektorze biometanu dokonano bezprecedensowych inwestycji. Dominują europejscy giganci energetyczni, a BP, Shell i TotalEnergys przejęły odpowiednio amerykańską Archaea (4,1 mld USD), duńską Nature Energy (2 mld USD) i polską Polską Grupę Biogazową. Aktywni byli także inwestorzy finansowi, tj. fundusze amerykańskie i zarządzający aktywami, tworząc dedykowane jednostki biznesowe zajmujące się biometanem. Goldman Sachs założył Verdalia Bioenergy, w celu zainwestowania 1 mld USD w europejskie projekty związane z biometanem. Macquarie Capital uruchomiło Aerogy, a BlackRock przejął Vanguard Renewables za 700 mln USD. Inwestycje te podkreślają uznanie właściwości biometanu, wykładniczy wzrost i status tego produktu jako kluczowej metody dekarbonizacji.

Stany Zjednoczone czeka dynamiczny rozwój sektora biometanu, rynku RNG. Umożliwia ten trend ustawa o redukcji inflacji, gdyż zapewnia wsparcie fiskalne dla biogazu do wszystkich zastosowań końcowych. Produkcja RNG w USA stanowiła ponad jedną czwartą światowej produkcji, osiągając 1,7 mld m³ w 2021 r. i szacunkowo 2 mld m³ w 2022 r.

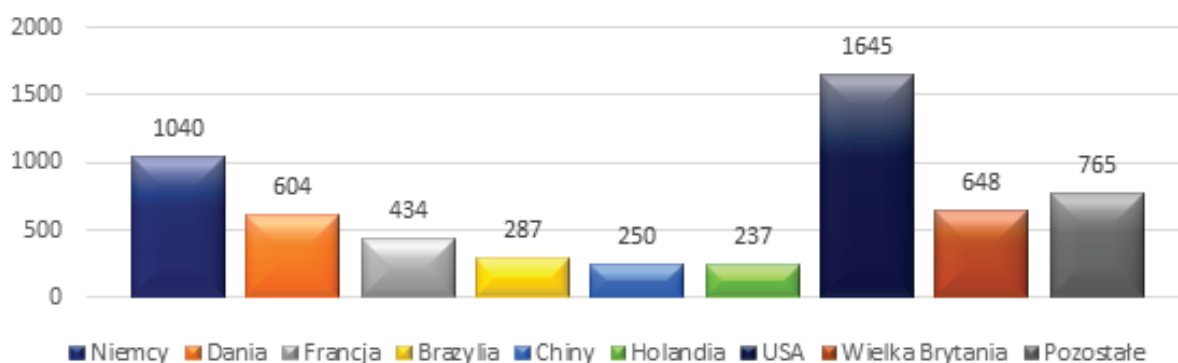
W Kanadzie sektor drobnego biometanu wkracza w erę wzrostu wykładniczego.

Chiny zamierzają osiągnąć 20 mld m³ rocznie produkcji RNG do 2030 r. w ramach swojego 14 planu pięcioletniego, który wskazuje wysokie cele w zakresie odnawialnych źródeł energii.

Indie zamierzają wybudować do 2023–2024 r. 5000 instalacji bioCNG, co będzie odpowiadać 21 mld m³ rocznie produkcji RNG, i uruchomiły nowy system wsparcia dla tego sektora.

Celem brazylijskiego programu Metano Zero jest zwiększenie produkcji biogazu/biometanu, a w 2022 r. uruchomiono rynek uprawnień do emisji metanu, który obejmuje również kredyty na metan. Produkcja RNG wciąż znajduje się w fazie dojrzewania, ale jest gotowa na gwałtowny wzrost⁶⁵.

Wykres 20: Struktura produkcji RNG w wybranych regionach w 2021 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie <https://www.cedigaz.org/global-biomethane-market-2023-assessment-from-ambition-to-action/> [dostęp 26.09.2023].

65 Cornot-Gandolphe, S., kwiecień 2023. *GLOBAL BIOMETHANE MARKET 2023 ASSESSMENT – From ambition to action*, <<https://www.cedigaz.org/global-biomethane-market-2023-assessment-from-ambition-to-action/>> [dostęp 22.09.2023].

Dane zgromadzone przez European Biogas Association wskazują, że Europa produkuje już ponad 3,5 mld m³ biometanu. Oznacza to tempo wzrostu produkcji na poziomie 20% w 2021 r. Jeszcze większy wzrost był przewidywany na 2022 r. Pomimo nieujawniania skonsolidowanych danych szacunki potwierdzają znaczny wzrost liczby zakładów i udziałów produkcyjnych. Potwierdza się, że 75% obecnych zakładów jest już podłączonych do sieci transportowych lub dystrybucyjnych. W zakresie wykorzystania surowców widać wyraźną tendencję zużytkowania pozostałości rolniczych, organicznych odpadów komunalnych i osadów ściekowych⁶⁶.

Do kwietnia 2023 r. w Europie istniało łącznie 1322 zakładów produkujących biometan.

W porównaniu z poprzednimi latami liczba zakładów w Europie gwałtownie wzrosła:

- 483 w roku 2018,
- 729 w roku 2020,
- 1023 w roku 2021.

Największy wzrost produkcji biometanu w 2021 r. odnotowały: Francja (+2130 GWh), Dania (+1642 GWh) i Niemcy (+1553 GWh). W liczbach bezwzględnych największymi producentami biometanu w 2021 r. były Niemcy (12 753 GWh), Wielka Brytania (6 183 GWh), Dania (5 683 GWh), Francja (4 337 GWh), Holandia (2 374 GWh) i Włochy (2 246 GWh)⁶⁷.

Do kluczowych procesów technologicznych produkcji biometanu można zaliczyć:

- Fermentacja metanowa: W procesie tym mikroorganizmy rozkładają materiał organiczny w warunkach beztlenowych, co prowadzi do produkcji metanu. Jest to główny proces wykorzystywany w instalacjach do produkcji biogazu, takich jak bioreaktory czy fermentery.
- Metanizacja: Proces, w którym biomasa jest poddawana rozkładowi przez mikroorganizmy metanogenne, co prowadzi do wytworzenia metanu. To jest główna reakcja w produkcji biogazu z odpadów organicznych w instalacjach złożonych z reaktorów fermentacyjnych.
- Termofilna fermentacja: Proces przeprowadzany w podwyższonej temperaturze, który zwiększa wydajność procesu produkcji biogazu poprzez zwiększenie szybkości rozkładu biomasy organicznej.
- Przeróbka chemiczna: Niektóre technologie opierają się na procesach chemicznych, takich jak piroliza lub gazofikacja, które przekształcają materiał organiczny w biometan. Piroliza polega na podgrzewaniu biomasy w warunkach beztlenowych, a gazofikacja to przemiana biomasy w gaz w obecności ograniczonej ilości tlenu.
- Oczyszczanie biogazu: Po wytworzeniu biogazu, proces oczyszczania jest kluczowy do usunięcia dwutlenku węgla, siarkowodoru oraz innych zanieczyszczeń, pozostawiając czysty metan.
- Hydrotermalna konwersja: Proces, w którym biomasa jest przetwarzana w wysokich temperaturach i pod ciśnieniem w obecności wody, co prowadzi do wytwarzania biometanu.

66 European Biogas Association(EBA), 2022. *Statistical Report 2022, Biomethane And Biogas Market*, <<https://www.Europeanbiogas.eu/SR-2022/EBA/#Our>> [dostęp 20.09.2023].

67 European Biogas Association (EBA), 2023. *New Record For Biomethane Production In Europe Shows EBA/GIE Biomethane Map 2022–2023*, <<https://www.Europeanbiogas.eu/Strongnew-Record-For-Biomethane-Production-In-Europe-brshows-Eba-Gie-Biomethane-Map-2022-2023-Strong/>> [dostęp 19.03.2023].

4.4. PALIWO JĄDROWE

- Fotobioreaktory: Wykorzystują fotosyntezę w organizmach fotosyntetycznych (np. glony) do przekształcenia energii słonecznej w biogaz.
- Elektrochemiczna produkcja metanu: Wykorzystuje elektrolizę, aby przekształcić dwutlenek węgla i wodór w metan przy użyciu elektrod.
- Mikrobiologiczne przekształcenie CO₂: Korzysta z mikroorganizmów do przekształcenia dwutlenku węgla w metan w specjalnie zaprojektowanych bioreaktorach.
- Reakcje biologiczne w warunkach solarnych: Wykorzystanie procesów biologicznych do przekształcenia substratów organicznych w metan z wykorzystaniem naturalnego światła słonecznego w specjalnych reaktorach.

Obecnie sektor biometanu dostarcza 18,4 mld m³ gazu odnawialnego do Europy. Do 2050 r. może on dostarczyć do 167 mld m³, pokrywając 35–62% zapotrzebowania na gaz w 2050 r.

Wdrożenie 35 mld m³ zrównoważonego biometanu rocznie do 2030 r., zaproponowane przez Komisję Europejską w planie działania REPowerEU, ma się przyczynić do bezpieczeństwa energetycznego i łagodzenia zmian klimatu. Aby osiągnąć cel 35 mld m³, biometan musi utrzymać znaczny wzrost do 2030 r. Rozwój sektora dodatkowo przyczyni się do budowy zintegrowanego systemu energetycznego o zerowym zużyciu energii netto, obejmującego transformację energetyczną i agroekologiczną oraz pomoże Europie w przyjęciu gospodarki o obiegu zamkniętym.

W całej Europie działa już ponad 1000 instalacji do produkcji biometanu. Liderem jest Francja – 556, w Niemczech zaś pracuje 238⁶⁸.

W Polsce rocznie można uzyskać 8 mld m³ biometanu, przetwarzając 120–150 mln t odpadów organicznych, głównie gnojowicy i obornika, ale także z przemysłu rolno-spożywczego.

Według Europejskiego Stowarzyszenia Biogazu (European Biogas Association – EBA) wspomniany gaz wytwarzany w Europie jest o ok. 30% tańszy niż gaz ziemny⁶⁹.

4.4. PALIWO JĄDROWE

Światowe reaktory jądrowe globalnie wygenerowały w roku 2022 ponad 2500 terawatogodzin (TWh) energii elektrycznej szósty rok z rzędu. Dostawy energii jądrowej stanowiły jedną czwartą światowej produkcji czystej energii elektrycznej, a lepszy wynik osiągnęły jedynie elektrownie wodne.

68 Biogasworld Media Inc., 2023. *New Record For Biomethane Production In Europe Shows Eba/Gie Biomethane Map 2022–2023*, <<https://www.biogasworld.com/news/new-record-biomethane-production-europe-shows-biomethane-map/>> [dostęp 20.09.2023].

69 Olejniczak, K., 3 czerwca 2023. *Biometan paliwem przyszłości? Polska w blokach startowych*, <<https://www.wnp.pl/gazownictwo/biometan-paliwem-przyszlosci-polska-w-blokach-startowych,715047.html>> [dostęp 20.09.2023].

W odniesieniu do wyników produkcji z roku 2021, wynioszącej 2653 TWh, produkcja w 2022 r. wyniosła 2545 TWh, co stanowiło ok. 108 TWh mniej niż w roku poprzednim.

W 2022 r. zostało przyłączonych 6 nowych reaktorów, z czego w Chinach – 2, po jednym w Finlandii, Pakistanie, Korei Południowej oraz w Zjednoczonych Emiratach Arabskich.

Rozpoczęto budowę 8 reaktorów, z czego 5 w Chinach, 2 w Egipcie i 1 w Turcji.

Spadek produkcji energii jądrowej w roku 2022 wynikał z wydarzeń, jakie miały miejsce w Europie, a mianowicie:

- wojna na Ukrainie spowodowała zamknięcie 6 bloków w Zaporozu,
- program napraw spawalniczych i innych przestoju, zmniejszył produkcję o 81 TWh we Francji,
- w Niemczech zamknięto 3 z 6 pozostających tam reaktorów, co pozbawiło ten kraj niskoemisyjnego źródła wytwarzania energii i przedłużyło konieczność dalszego wykorzystania paliw kopalnych.

W wyniku powyższych następstw nastąpiło zmniejszenie produkcji vs 2021 r. łącznie o 134 TWh.

Negatywny wpływ na europejską produkcję energii jądrowej, mimo oczekiwań wobec powrotu francuskich reaktorów do pracy, będzie wynikał z zamknięcia 3 ostatnich reaktorów w Niemczech w kwietniu 2023 r. i trwającego w dalszym ciągu konfliktu na Ukrainie.

W Azji natomiast zanotowano za 2022 r. wzrost produkcji energii jądrowej o 37 TWh.

W ciągu ostatnich dziesięciu lat produkcja energii jądrowej w Azji podwoiła się i obecnie wyprzedziła produkcję energii jądrowej w Europie Zachodniej i Środkowej.

W innych krajach Afryki, Ameryki Północnej i Południowej wielkość produkcji za 2022 r. pozostała na poziomie zbliżonym do roku 2021⁷⁰.

Na świecie podejmowane są stałe działania – zarówno międzynarodowe, jak i krajowe – w zakresie wdrażania narzędzi pozwalających podnieść konkurencyjność rynku energii jądrowej.

Przykładem takiej inicjatywy jest podjęcie w maju 2023 r. przez stany: Nowy Jork, Illinois, New Jersey, Kolorado, Ohio, Pensylwania i Kalifornia uchwał lokalnych, na mocy ustawy wskazującej na możliwość inwestowania przez firmy państwowe i przedsiębiorstwa w nowe projekty budowy obiektów jądrowych.

W styczniu 2023 r. w Illinois podjęto projekt zmiany ustawy o usługach użyteczności publicznej, który wskazywał na zakaz budowy elektrowni jądrowej do czasu ustalenia przez tamtejszą Agencję Ochrony Środowiska stanu Illinois, że władze federalne posiadają zidentyfikowane i zatwierdzone technologie lub

⁷⁰ World Nuclear Association, lipiec 2023. *World Nuclear Performance Report 2023, Report No. 2023/001*, <<https://www.world-nuclear.org/getmedia/0156a8d7-01c6-42d9-97be-3f04f34cb8fa/performance-report-2023-final.pdf.aspx>> [dostęp 23.09.2023].

środki unieszkodliwiania wysokoaktywnych odpadów nuklearnych. W wyniku tej poprawki legislacyjnej złagodzone warunki, wskazując na możliwość podejmowania decyzji przez władze lokalne.

We wrześniu 2022 r. stan Kalifornia zatwierdził akt prawny wskazujący na zabezpieczenie środków zapewniających ciągłość funkcjonowania elektrowni jądrowej w Diablo Canyon, a tym samym uchylił decyzję stanu z 2016 r. o wycofaniu elektrowni do 2025 r. Zatwierdził pożyczkę rządową w wysokości 1,4 mld USD na przedłużenie działalności tej elektrowni do 2030 r. Poza tym finansowaniem w listopadzie 2022 r. elektrownia została beneficjentem programu CNC i otrzymała dodatkowe fundusze federalne do zapewnienia dalszego funkcjonowanie.

Na terytorium USA trzynaście elektrowni, a w tym 19 reaktorów, mimo planów zamknięcia działalności przed terminem wygaśnięciem licencji, w wyniku decyzji federalnych i stanowych nie będzie kończyć produkcji. Uznano, że proces ekspansji energetyki jądrowej jest niezbędny do osiągnięcia celów USA i Europy, dążenia do niezależności energetycznej oraz dekarbonizacji gospodarki światowej w celu ochrony środowiska.

Czynnikiem ryzyka rozwoju elektrowni jądrowych w USA i na świecie jest fakt, że prawie połowa światowych możliwości wzbogacania uranu, który stanowi niezbędny składnik w zasilaniu większości elektrowni jądrowych, znajduje się w Rosji.

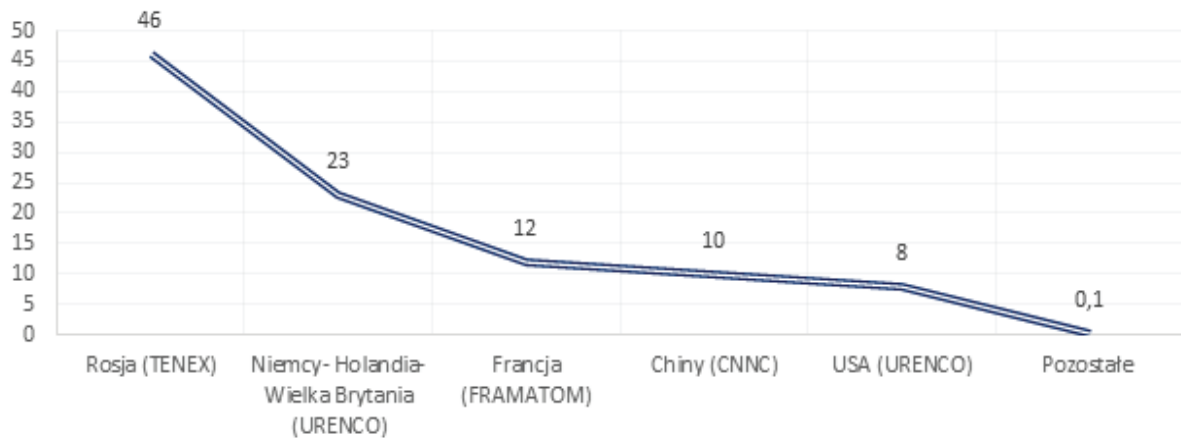
USA jako największy na świecie producent energii elektrycznej z energii jądrowej jest w znacznym stopniu uzależnione od Rosji w zakresie możliwości wzbogacania uranu. Szacuje się, że w 2022 r. mniej więcej 1 na 20 amerykańskich domów i firm, zasilanych było energią elektryczną wytwarzaną z paliwa jądrowego z Rosji.

Ameryka rocznie przeznaczona 1 mld USD na pokrycie kosztów importu ze Spółki ROSATOM – podmiotu będącego własnością rosyjskiego rządu i kontrolującego wzbogacanie uranu i broni jądrowej. Naukowcy z amerykańskiego departamentu ds. szacunków energetycznych wskazują, że osiągnięcie celu dekarbonizacji do roku 2050 prawdopodobnie będzie wymagało ponad dwukrotnego zwiększenia wydajności amerykańskiej energii jądrowej, z koniecznością posiadania zdolności wzbogacania uranu w USA na poziomie 8-krotnym w stosunku do obecnych zdolności do zaspokojenia tych potrzeb, przy jednoczesnym zachowaniu niezależności energetycznej. W pozostałej części świata niezbędny jest jeszcze bardziej drastyczny wzrost produkcji energii jądrowej, która dysponuje nieznacznymi zasobami istniejących mocy jądrowych.

Wnioski amerykańskich specjalistów w zakresie rozwoju energii jądrowej to: konieczność zawierania umów dostaw realizowanych przez USA na zakup usług wzbogacania w zakładach nie będących pod wpływem Rosji, utworzenie nowego banku paliwa nuklearnego, stosowanie sankcji na Rosję w obszarze usług wzbogacania uranu, udzielanie gwarancji kredytowych dla firm będących właścicielami obiektów lub dotacji bezpośrednich.

Natomiast ze strony władz państwowych jest konieczna stała ocena dostępnych opcji strategicznych, opracowanie i opublikowanie planu działalności w zakresie zwiększenia liczby nowych obiektów posiadających licencję oraz ciągłe wsparcie rozwoju badań i działań w obszarze komercjalizacji technologii wzbogacania laserowego.

Wykres 21: Globalne procentowe możliwości wzbogacania uranu



*Całkowita globalna pojemność wynosi 60,166 mln SWU.

Źródło: http://globalhealthstrategies.com/wp-content/uploads/2023/06/GHS-Climate_White-Paper_Expanding-US-Uranium-Enrichment_12-May-2023.pdf⁷¹.

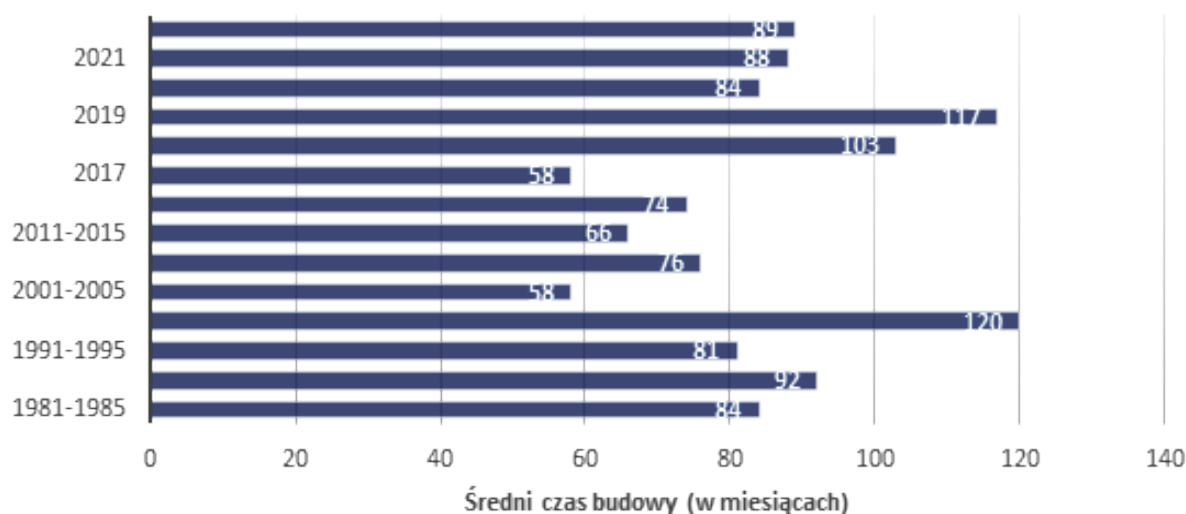
Podjęcie produkcji energii jądrowej uzależnione jest istotnie od czasu budowy reaktorów. Na świecie zanotowano duże zróżnicowanie okresu budowy reaktorów.

Budowa większości reaktorów rozpoczęła się dziesięć lat temu.

To powoduje, że notuje się małą liczbę powstających nowych jednostek. Powstające w krótkich okresach to jednostki, których budowę reaktywowano po jej wcześniejszym wstrzymaniu lub są to elektrownie pilotażowe.

71 Krellenstein, J., Wilkinson, G., maj 2023. *Expanding U.S. Uranium Enrichment: Ending global dependence on Russian nuclear fuel and paving the way for deep decarbonization*, <http://globalhealthstrategies.com/wp-content/uploads/2023/06/GHS-Climate_White-Paper_Expanding-US-Uranium-Enrichment_12-May-2023.pdf> [dostęp 23.09.2023].

Wykres 22: Średni czas budowy reaktorów atomowych od 1981 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych raportu: World Nuclear Association – *World Nuclear Performance Report 2023*, https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS-2-43_web.pdf, [dostęp 24.09.2023].

Dane dotyczące średniego czasu budowy reaktorów atomowych w XXI w. wskazują, że zwiększył się on z 58 miesięcy w latach 2001–2005, do nawet 117 miesięcy w 2019 r. Należy zauważyć, że w ciągu ostatnich trzech lat proces ten utrzymuje się na podobnym poziomie, tj. od 84 miesięcy (w 2020 r.) do 89 miesięcy (w 2023 r.).

Według brytyjskiej badaczki Hannah Ritchie, współtworzącej portal Our World In Data, różnice w czasie budowy poszczególnych reaktorów nie są uzależnione jedynie od technologii. Jej zdaniem wynikają w głównej mierze z kwestii politycznych i gospodarczych. Elektrownia atomowa powstaje szybko, gdy dane państwo zgłasza duże zapotrzebowanie na energię elektryczną. Przykładem mogą tu być lata 60. i 70. ubiegłego stulecia i sytuacja w krajach takich jak USA, Francja czy Wielka Brytania, gdzie gwałtownie rosło zapotrzebowanie na prąd. Odpowiedzą na rosnący popyt tego źródła energii były szybko powstające elektrownie atomowe, gdyż przed tymi krajami stało widmo czasowych wyłączeń prądu, czyli tzw. black-outów. Takie podejście do budowy atomu może okazać się bardzo istotne dla Europy i świata w obecnych czasach, gdy niezbędne są działania zmierzające do wyjścia z kryzysu energetycznego będącego skutkiem konfliktu zbrojnego zapoczątkowanego przez Rosję oraz licznymi działaniami na rzecz polityki klimatycznej.

Doświadczenie pokazuje bowiem, że elektrownie atomowe mogą być budowane bardzo szybko, ale niezbędna jest do tego przede wszystkim wola polityczna oraz obiektywna konieczność.

Z uwagi na powyższe, energia elektryczna pochodząca z atomu może być rozwiązaniem obecnych problemów energetycznych, jednak tylko wówczas gdy decydenci podejmą decyzję, aby postawić na tę technologię⁷².

⁷² <https://energetyka24.com/atom/analizy-i-komentarze/ile-zajmuje-budowa-reaktora-jadrowego-znacznie-krocej-niz-myslisz-analiza>, [data dostępu: 24.09.2023].

5. BIBLIOGRAFIA

1	Bilans Płatniczy Rzeczypospolitej Polskiej za I kwartał 2023 r., Narodowy Bank Polski, lipiec 2023, https://nbp.pl/wp-content/uploads/2023/07/Bilans-platniczy-RP-za-I-kwartał-2023-r.pdf [dostęp 22.09.2023].
2	Biodiesel – przyjazny dla środowiska i budżetu, e100 DAILY, 3 września 2019, < https://e100.eu/pl/blog/strategia/biodiesel-przyjazny-dla-srodowiska-i-budżetu [dostęp 20.09.2023].
3	Biofuels in Emerging Markets Potential for sustainable production and consumption, IEA Bioenergy, February 2023, < https://task39.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/37/2023/03/Biofuels-in-Emerging-Markets.pdf [dostęp 10.09.2023].
4	Bown, C.P., 2023. <i>Industrial policy for electric vehicle supply chains and the US-EU fight over the Inflation Reduction Act</i> , s. 17.
5	Buhl S., Green Giraffe Securities, 2 sierpnia 2023. EU Roll-out of Green Hydrogen: Ready for Take-off? < https://green-giraffe.com/publication/article/eu-roll-out-of-green-hydrogen-ready-for-take-off/ [dostęp 11.09.2023].
6	Collins, L., 14 czerwca 2023. Global sales of hydrogen-powered vehicles fall by 11.5% in first four months of 2023, < https://www.hydrogeninsight.com/transport/global-sales-of-hydrogen-powered-vehicles-fall-by-11-5-in-first-four-months-of-2023/2-1-1466755 [dostęp 24.09.2023].
7	Communication from The Commission to The European Parliament, The European Council, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions A Green Deal Industrial Plan For The Net-Zero Age, European Commission, Brussels 1.2.2023. Com (2023)62 Final.
8	Company Hydrogen Powered Transport Global Market Report 2023, The Business Research Company, kwiecień 2023, < https://www.reportlinker.com/p06280928/Hydrogen-Powered-Transport-Global-Market-Report.html?utm_source=GNW [dostęp 15.09.2023].
9	Cordesman, A.H., 2023. <i>The Changing Strategic Importance of the Middle East and North Africa Report Subtitle: The Strengths and Limits of Oil and Gas Wealth, and the Challenge of Climate Change</i> , < https://www.jstor.org/stable/resrep47050.9 >
10	Cornot-Gandolphe, S., kwiecień 2023. <i>GLOBAL BIOMETHANE MARKET 2023 ASSESSMENT – From ambition to action</i> , < https://www.cedigaz.org/global-biomethane-market-2023-assessment-from-ambition-to-action/ [dostęp 22.09.2023].
11	Drozdowski, W., luty 2023. <i>IRENA: Globalny krajobraz finansowania energetyki odnawialnej 2023</i> , < https://www.cire.pl/artykuly/materialy-problemowe/irena-globalny-krajobraz-finansowania-energetyki-odnawialnej-2023 > [dostęp 23.09.2023].

5. BIBLIOGRAFIA

12	Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz.U.UE.L.2003.275.32).
13	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U.UE.L.2018.328.82).
14	EIA increases global liquid fuel demand forecast for 2023, Oil and Gas Journal (OGJ), 8 marca 2023., < https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14290747/eia-increases-global-liquid-fuel-demand-forecast-for-2023 [dostęp 15.09.2023].
15	Energetyka24, https://energetyka24.com/ [dostęp 22.09.2023].
16	European Biogas Association(EBA), 2022. Statistical Report 2022, Biomethane And Biogas Market, < https://Www.Europeanbiogas.Eu/SR-2022/EBA/#Our > [dostęp 20.09.2023].
17	Eurostat database (Comext) and Eurostat estimates, Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database
18	Forecast compound annual growth rate of the base oil market worldwide from 2023 to 2032, by region, Statista, 2023, < https://www.statista.com/statistics/1389314/global-base-oil-market-value-annual-growth-rate-by-region/#statisticContainer [dostęp 24.09.2023].
19	Fundowicz, J., Łapiński, K., Wyżnikiewicz, B., 2023. <i>Szara strefa 2023</i> , https://api.polskabezgotowkowa.pl/uploads/IPAG_Szara_Strefa_2023_4307cf80d8.pdf [dostęp 26.09.2023].
20	Global Energy Transitions Stocktake, Tracking progress toward the Paris Agreement, International Energy Agency (IEA), 2023, < https://www.iea.org/topics/global-energy-transitions-stocktake [dostęp 17.09.2023].
21	Haywood, L., Michael, J., <i>The role of the emissions trading scheme 2 in the policy mix to decarbonize road transport in the European Union</i> , < https://trid.trb.org/view/2195213 [dostęp 17.09.2023].
22	Helbin, A., <i>Na stacjach pojawiły się limity tankowania. Czy w Polsce brakuje już paliw?</i> , 26 września 2023, https://www.wnp.pl/nafta/na-stacjach-pojawily-sie-limity-tankowania-czy-w-polsce-brakuje-juz-paliw,755702.html [dostęp 26.09.2023].
23	Hydrogen Fuel Cell Partnership, 2023, FCEV Sales, FCEB, & Hydrogen Station Data < https://h2fcp.org/by_the_numbers [dostęp 01.09.2023].
24	Hydrogen Fuel Cell Vehicle Market Size, Precedence Research, sierpień 2023, < https://www.precedenceresearch.com/hydrogen-fuel-cell-vehicle-market [dostęp 10.09.2023].
25	Kane, M., 31 lipca 2023, < https://insideevs.com/news/679504/us-hydrogen-fuel-cell-car-sales-2023q2/ [dostęp 01.09.2023].
26	Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego I Komitetu Regionów Komisja Europejska, 18 maja 2022, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0240
27	Krellenstein, J., Wilkinson, G., maj 2023. <i>Expanding U.S. Uranium Enrichment: Ending global dependence on Russian nuclear fuel and paving the way for deep decarbonization</i> , < http://globalhealthstrategies.com/wp-content/uploads/2023/06/GHS-Climate_White-Paper_Expanding-US-Uranium-Enrichment_12-May-2023.pdf [dostęp 23.09.2023].
28	Lieberz, S., Rudolf, A., <i>Biofuel Mandates in the EU by Member State – 6 lipca 2023</i> , < https://apps.fas.usda.gov/newgatinapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuel%20Mandates%20in%20the%20EU%20by%20Member%20State%20-%202023_Berlin_European%20Union_E42023-0023.pdf [dostęp 20.09.2023].
29	Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector, International Energy Agency (IEA), 2021 [dostęp 21.09.2023].
30	New Record For Biomethane Production In Europe Shows Eba/Gie Biomethane Map 2022–2023, Biogasworld Media Inc., 2023, < https://Www.Biogasworld.Com/News/New-Record-Biomethane-Production-Europe-Shows-Biomethane-Map/ [dostęp 20.09.2023].

5. BIBLIOGRAFIA

31	New Record For Biomethane Production In Europe Shows EBA/GIE Biomethane Map 2022–2023, European Biogas Association (EBA), 2023, < https://www.Europeanbiogas.Eu/Strongnew-Record-For-Biomethane-Production-In-Europebrshows-Eba-Gie-Biomethane-Map-2022-2023-Strong/ [dostęp 20.09.2023].
32	Oil 2023 Analysis and forecast to 2028, International Energy Agency (IEA), czerwiec 2023, < https://www.iea.org/reports/oil-2023 [dostęp 19.09.2023].
33	Oil Dependence and U.S. Foreign Policy 1850–2022, Council on Foreign Relations (CFR), https://www.cfr.org/timeline/oil-dependence-and-us-foreign-policy [dostęp 26.09.2023].
34	Oil Market Report – June 2023, International Energy Agency (IEA), 14 czerwca 2023, < https://www.iea.org/reports/oil-market-report-june-2023 [dostęp 21.09.2023].
35	Olejniczak, K., <i>Biometan paliwem przyszłości? Polska w blokach startowych</i> , < https://www.wnp.pl/gazownictwo/biometan-paliwem-przyszlosci-polska-w-blokach-startowych,715047.html [dostęp 20.09.2023].
36	OPEC Monthly Oil Market Report, OPEC, 12 września 2023.
37	Piątek P., <i>Paliwa. Nadal spadki cen na stacjach. Po ile paliwo w weekend?</i> , < https://motofakty.pl/paliwa-nadal-spadki-cen-na-stacjach-po-ile-paliwo-w-weekend/ar/c4-17893291 [dostęp 22.09.2023].
38	<i>Produkcja i sprzedaż prądu – jak to robi UE?</i> , Rada Unii Europejskiej, 10 maja 2023, < https://www.consilium.europa.eu/pl/infographics/how-is-eu-electricity-produced-and-sold/ [dostęp 11.09.2023].
39	<i>REPowerEU: polityka energetyczna w krajowych planach odbudowy i zwiększania odporności Rada Unii Europejskiej</i> , https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/eu-recovery-plan/repowereu/ [dostęp 16.09.2023].
40	<i>Rosja ma pakt naftowy. „Ostatnie wahania cen ropy mają podłoże polityczne”</i> , Business Insider, 2023, < https://businessinsider.com.pl/gielda/wiadomosci/dlaczego-ceny-ropy-naftowej-ida-w-gore-rosja-ma-pakt-naftowy/3vwkt0t > [dostęp 17.09.2023].
41	<i>Rosyjska Ropa Znika z Europy</i> , Forum Energii, 9 lutego 2023, < https://www.forum-energii.eu/pl/blog/ropa [dostęp 21.09.2023].
42	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/631 z dnia 17 kwietnia 2019 r. określające normy emisji CO2 dla nowych samochodów osobowych i dla nowych lekkich pojazdów użytkowych oraz uchylające rozporządzenia (WE) nr 443/2009 i (UE) nr 510/2011 (Dz.U.UE.L.2019.111.13) zmienione w drodze Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/851 z dnia 19 kwietnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2019/631 w odniesieniu do wzmocnienia norm emisji CO2 dla nowych samochodów osobowych i dla nowych lekkich pojazdów użytkowych zgodnie z ambitniejszymi celami klimatycznymi Unii (Dz.U.UE.L.2023.110.5)
43	Sgaravatti, G., Tagliapietra, S., Trasi, C., Zachmann, G., <i>Reakcje krajowej polityki fiskalnej na kryzys energetyczny</i> , 26 czerwca 2023, https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices [dostęp 26.09.2023].
44	SHORT-TERM ENERGY OUTLOOK Global Oil Markets, U.S. Energy Information Administration (EIA), 7 września 2023, < https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.php [dostęp 24.09.2023].
45	Souza M., G., Victoria, R. L., Joly, C. A., Verdade, L. M., <i>Bioenergy & Sustainability: Bridging the gaps</i> , 2015.
46	Statistical Review of World Energy, BP, 2022, < https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html [dostęp 23.09.2023].
47	Suzan, S., Bounfour, A., <i>New oil map: Impact of Russia's war on Ukraine on supply and demand</i> , lipiec 2023.
48	<i>Szara strefa w Polsce wciąż się rozrasta</i> , INFOR, https://www.infor.pl/prawo/praca/pracownik/5684649,szara-strefa-w-polsce.html#szara-strefa-nie-zniknie , [dostęp 26.09.2023].
49	Szczelina A., <i>Czy wodór będzie paliwem przyszłości?</i> 29 grudnia 2022, < https://logistyka.rp.pl/elektromobilnosc/art-37689851-czy-wodor-bedzie-paliwem-przyszlosci [dostęp 15.09.2023].
50	Szubański, P., <i>Czeka nas niedobór ropy</i> , Międzynarodowa Agencja Energetyczna, 13 września 2023: https://www.parkiet.com/gospodarka-swiatowa/art39102611-miedzynarodowa-agencja-energetyczna-czeka-nas-niedobor-ropy [dostęp 26.09.1923].

5. BIBLIOGRAFIA

51	Transport and environment report 2021: Decarbonising road transport – the role of vehicles, fuels and transport demand, Europejska Agencja Środowiskowa (EEA), luty 2022, < https://www.eea.europa.eu/publications/transport-and-environment-report-2021/at_download/file [dostęp 16.09.2023].
52	Treasury Releases Additional Information on Clean Vehicle Provisions of Inflation Reduction Act, U.S. Department of the Treasury, 29 grudnia 2022, https://home.treasury.gov/news/press-releases/jy1179 [dostęp 15.09. 2023].
53	<i>UE z zadowoleniem przyjmuje dostęp do amerykańskiego programu dotacji dla pojazdów użytkowych</i> , Komisja Europejska, 29 grudnia 2022, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip_22_7869 , [dostęp 15.09.2023].
54	<i>Wodór i prąd paliwami przyszłości? „Tankowanie musi się po prostu opłacać”</i> Centrum Informacji o Rynku Energii (CIRE), 7 maja 2021, < https://www.cire.pl/artykuly/elektromobilnosc-materialy-problemowe/184415-wodor-i-prad-paliwami-przyszlosci-tankowanie-musi-sie-po-prostu-oplacac [dostęp 19.09.2023].
55	World Nuclear Performance Report 2023, World Nuclear Association, lipiec 2023, Report No. 2023/001, < https://www.world-nuclear.org/getmedia/0156a8d7-01c6-42d9-97be-3f04f34cb8fa/performance-report-2023-final.pdf.aspx [dostęp 23.09.2023].

6. ZESTAWIENIE TABEL, WYKRESÓW

6.1. ZESTAWIENIE WYKRESÓW

WYKRES 1: MIĘDZYNARODOWA PRODUKCJA I KONSUMPCJA ROPY NAFTOWEJ I INNYCH PALIW PŁYNNYCH	14
WYKRES 2: ŚREDNIA CENA ROPY BRENT (W USD/B)	15
WYKRES 3: PROGNOZOWANA ROCZNA STOPA WZROSTU RYNKU OLEJÓW BAZOWYCH NA CAŁYM ŚWIECIE W LATACH 2023–2032 WEDŁUG REGIONÓW	16
WYKRES 4: PRODUKCJA ROPY NA ŚWIECIE – UDZIAŁ PROCENTOWY:	17
WYKRES 5: IMPORT ROPY NAFTOWEJ DO UE WEDŁUG PARTNERÓW, UDZIAŁ % W OBROTACH WARTOŚCIOWYCH	21
WYKRES 6: IMPORT DO UE GAZU ZIEMNEGO W STANIE GAZOWYM WEDŁUG PARTNERÓW (UDZIAŁ % W OBROTACH WARTOŚCIOWYCH)	22
WYKRES 7: IMPORT SKROPLONEGO GAZU ZIEMNEGO DO UE WEDŁUG PARTNERÓW	23
WYKRES 8: IMPORT GAZU ZIEMNEGO DO UE, 2019–2023 (ŚREDNIE MIESIĘCZNE WARTOŚCI – MLN EUR)	23
WYKRES 9: UDZIAŁ POSZCZEGÓLNYCH KRAJÓW W IMPORCIE ROPY NAFTOWEJ DO POLSKICH RAFINERII W 2022 R.	43
WYKRES 10: DZIAŁALNOŚĆ NAFTOPORTU NALEŻĄCEGO DO GRUPY PERN	44
WYKRES 11: PRZEŁADUNKI OGÓŁEM W TERMINALU NAFTOPORTU W LATACH 2011–2022 W MLN TON	45
WYKRES 12: STRUKTURA IMPORTU PALIW DO POLSKI W 2022 R. I IQ2023 R. W ODNIESIENIU DO NAJWIĘKSZYCH DOSTAWCÓW	46
WYKRES 13: ROCZNE ŚWIATOWE INWESTYCJE W ENERGIĘ ODNAWIALNĄ, EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNĄ I INNE TECHNOLOGIE ZWIĄZANE Z TRANSFORMACJĄ LATA 2015–2022	58
WYKRES 14: ENERGIA ELEKTRYCZNA NA MIESZKAŃCA Z PALIW KOPALNYCH, JĄDROWYCH I OZE, 2022	60
WYKRES 15: UDZIAŁ ENERGII PIERWOTNEJ Z ELEKTROWNIAMI WODNYCH, 2022 R.	62
WYKRES 16: NARZĘDZIA PRAWNE WSPIERAJĄCE PRODUKCJĘ WODORU	64
WYKRES 17: MOCE/ZDOLNOŚCI PRODUKCYJNE ZIELONEGO WODORU WG PAŃSTW EUROPEJSKICH DO 2035 R. W GW:	65

6. ZESTAWIENIE TABEL, WYKRESÓW

WYKRES 18: SPRZEDAŻ AUT FCEV W USA W 2022 I 2023 WEDŁUG MIESIĘCY (DANE W SZTUKACH)	69
WYKRES 19: BIODIESEL, STRUKTURA PRODUKCJI I KONSUMPCJI W SKALI GLOBALNEJ	71
WYKRES 20: STRUKTURA PRODUKCJI RNG W WYBRANYCH REGIONACH W 2021 R.	73
WYKRES 21: GLOBALNE PROCENTOWE MOŻLIWOŚCI WZBOGACANIA URANU	78
WYKRES 22: ŚREDNI CZAS BUDOWY REAKTORÓW ATOMOWYCH OD 1981 R.	79

6.2. ZESTAWIENIE TABEL

TABELA 1: PRODUKCJA ROPY NAFTOWEJ POZA OPEC	18
TABELA 2: ŚWIATOWA PRODUKCJA PŁYNÓW POZA OPEC W MB/D	19
TABELA 3: GLOBALNY POPYT NA ROPĘ NAFTOWĄ (UJĘCIE REGIONALNE)	25
TABELA 4: GLOBALNY POPYT NA ROPĘ NAFTOWĄ (PRODUKT)	26
TABELA 5: „OŚ CZASU” RYNKU ROPY NAFTOWEJ	49
TABELA 6: WARTOŚĆ PROGRAMÓW POMOCOWYCH DO WARTOŚCI PKB (%) ORAZ ŁĄCZNE ŚRODKI WEDŁUG KRAJÓW EUROPY	52
TABELA 7: WARTOŚĆ PROGRAMÓW POMOCOWYCH ŚREDNIO NA 1 MIESZKAŃCA W €	53
TABELA 8: KOSZYKI ENERGETYCZNE POSZCZEGÓLNYCH PAŃSTW UE W 2022 R.	60
TABELA 9: SPRZEDAŻ POJAZDÓW ELEKTRYCZNYCH Z OGNIWAMI PALIWOWYMI: 2012–2023	67
TABELA 10: POJAZDY I STACJE WODOROWE W KALIFORNII	68



Polska Izba Paliw Płynnych

Polska Izba Paliw Płynnych jest organizacją samorządu gospodarczego powołaną w 1991 r. przez przedsiębiorców polskiego prywatnego sektora paliwowego. Zrzesza podmioty działające w różnych segmentach rynku – m.in. handlu detalicznym i hurtowym paliwami, usługach, a także produkcji i dystrybucji urządzeń. Cieszy się ugruntowaną pozycją eksperta branżowego, od lat reprezentując niezależnych przedsiębiorców.

Określone statutem zadania i działania Izby to m.in. opiniowanie projektów legislacyjnych w zakresie, w jakim dotyczą działalności gospodarczej i branży paliw płynnych, dążenie do stworzenia płaszczyzny równoprawnej współpracy wszystkich podmiotów sektora paliw płynnych, współpraca z organami państwowymi w zakresie kształtowania ram prawnych działalności gospodarczej, ochrona wolnego rynku, kształtowanie dobrych obyczajów w obrocie gospodarczym, upowszechnianie postępu technicznego i organizacyjnego, w tym organizacja targów branżowych.

Izba współpracuje z krajowymi i zagranicznymi organizacjami społecznymi, naukowymi oraz podmiotami gospodarczymi, monitoruje detaliczny i hurtowy rynek paliw. Działania te wspierane są poprzez wydawanie magazynu rynku paliwowego „Paliwa Płynne”, prowadzenie portalu internetowego www.paliwa.pl, a także organizowanie szkoleń, konferencji i spotkań branżowych oraz opracowywanie raportów „Polski rynek paliw płynnych”.

Polska Izba Paliw Płynnych
ul. Słomińskiego 19 lok 521, 00-195 Warszawa
tel/fax. +48 22 637 50 77
izba@paliwa.pl www.paliwa.pl



