

**Wyzwania polityki
energetycznej
a sektor paliwowy.**

**Świat i Polska:
oczekiwania i prognozy**

Piotr Kwiatkiewicz

**Wyzwania polityki
energetycznej
a sektor paliwowy.**

**Świat i Polska:
oczekiwania i prognozy**



**Wydawnictwo Naukowe
Wydziału Nauk Politycznych i Dziennikarstwa
Uniwersytet im Adama Mickiewicza w Poznaniu
Poznań 2025**

Recenzenci

prof. dr hab. Maciej Walkowski
prof. dr hab. inż. Wojciech Suwała
dr hab. Remigiusz Rosicki, prof. UAM
dr hab. Marek Rewizorski, prof. UG

© Copyright by Piotr Kwiatkiewicz

Uniwersytet im Adama Mickiewicza w Poznaniu
ul. Uniwersytetu Poznańskiego 5 , 61-614 Poznań, tel. 61 829 6517

Skład komputerowy: Michał Krawczyk

ISBN 978-83-68190-29-8

Poznań 2025

Spis treści

| | |
|--|-----|
| Wstęp | 9 |
| Od autora | 23 |
| Słowo wprowadzające – Dylematy polityki energetycznej | 25 |
| 1. Wokół Energii | 33 |
| 1.1. Energia pierwotna | 33 |
| 1.2. Statystyki i metodologia prognostyczna | 34 |
| 1.3. Modelowa transformacja a konsumpcja | 35 |
| 1.4. Zniekształcenia prognostyczne | 42 |
| 1.5. Konsumpcja a zapotrzebowanie | 44 |
| 1.6. Cena energii jako regulator popytu | 46 |
| 1.7. Energia pierwotna ze źródeł odnawialnych i jej zastosowanie ... | 49 |
| 1.8. Dostęp do odnawialnych źródeł energii | 52 |
| 1.9. Inwestycje w moce wytwórcze i stopa zwrotu | 54 |
| 1.9.1. Podstawowe obszary ryzyka | 54 |
| 2. Energia pierwotna i jej źródła | 69 |
| 2.1. Paliwa kopalne | 69 |
| 2.1.1. Stan rezerw | 69 |
| 2.1.2. Węgiel | 71 |
| 2.1.3. Gaz ziemny | 105 |
| 2.1.4. Ropa naftowa | 131 |
| 2.2. Energetyka odnawialna | 137 |
| 2.2.2. Energetyka solarna | 142 |
| 2.2.3. Energetyka wiatrowa | 156 |

| | |
|--|------------|
| 2.2.4. Hydroenergetyka..... | 174 |
| 2.2.5. Energia geotermalna | 186 |
| 2.2.6. Biomasa..... | 190 |
| 2.3. Wodór..... | 196 |
| 3. Dostawcy i odbiorcy energii pierwotnej – stan obecny i perspektywy | 205 |
| 3.1. Produkcja | 205 |
| 3.1.1. Gaz ziemny..... | 205 |
| 3.1.2. Ropa naftowa..... | 214 |
| 3.1.3. Węgiel | 222 |
| 3.2. Konsumpcja..... | 249 |
| 3.2.1. Gaz ziemny..... | 249 |
| 3.2.2. Ropa naftowa..... | 252 |
| 3.2.3. Węgiel | 259 |
| 4. Elementy specyfiki handlu kopalnymi surowcami energetycznymi | 265 |
| 4.1. Kierunki przepływu towarowego..... | 265 |
| 4.2. Giełdy i kontrakty surowcowe | 281 |
| 4.2.1. Węgiel | 281 |
| 4.2.2. Ropa naftowa..... | 283 |
| 4.2.3. Gaz ziemny..... | 294 |
| 5. Energia elektryczna | 301 |
| 5.1. Energia elektryczna..... | 301 |
| 5.2. Koszty produkcji..... | 302 |
| 5.2.1. Koszty kapitałowe | 303 |
| 5.2.2. Koszty operacyjne i utrzymania (O&M)..... | 311 |
| 5.2.3. Całkowity koszt wytworzenia energii..... | 320 |
| 5.3. Wyzwania współczesnej elektroenergetyki..... | 323 |
| 5.4. Monopol państwowy vs. energetyka rozproszona..... | 340 |
| 5.5. Off-grid | 349 |
| 5.6. Konsumpcja energii a jakość życia | 358 |

| | |
|-----------------------------------|------------|
| 5.7. Gospodarka zrównowazona..... | 364 |
| 5.8. Ochrona środowiska..... | 369 |
| Zakończenie..... | 387 |
| Bibliografia | 397 |
| Indeks..... | 433 |

Wstęp

Nie mamy problemów z identyfikacją, czym jest polityka energetyczna, czego dotyczy i jaki jest jej zakres. Literatura fachowa wolna jest od tego typu polemik, co jest też swoistym wyróżnikiem. Kryteria przyporządkowania są bardzo jednoznaczne, a zarazem i pojemne w swej zawartości. Obejmują bowiem wszelkie procesy zarządzania i gospodarowania paliwami i energią elektryczną oraz ciepłą podejmowane przez władze państwowe lub inne instytucje posiadające takie możliwości od podmiotów publicznych po businessowe. Mieści w sobie podejście do eksploatacji zasobów naturalnych paliw kopalnych, metod ich wykorzystania, handlu nimi, a zarazem decyzje dotyczące doboru nośników, z jakich wytwarzane są energia elektryczna i ciepło systemowe, oraz ich cen i dystrybucji, a nawet kształtowania wielkości konsumpcji. Jej integralną częścią pozostają sieci elektroenergetyczne, gazociągi, naftociągi, specjalistyczne terminale produktowe oraz cała infrastruktura przyporządkowana tym elementom. Są nią także plany gospodarcze, strategie, regulacje prawne i legislacja, o ile ich przedmiotem są kwestie właściwe dla porządku energetycznego.

Deklaratywnie głównym celem polityki energetycznej jest zapewnienie stabilności, bezpieczeństwa i efektywności systemu energetycznego, a także zaspokajanie potrzeb energetycznych gospodarki i społeczeństwa. W rzeczywistości należałoby ten zapis uzupełnić o kryterium kosztowe, czyli **po możliwie najniższych cenach**. Ma ono kluczowe znaczenie dla państwa, rządzących nim i jego obywateli. Wpływa bowiem na atrakcyjność rynkową miejscowej produkcji i standard życia. W dobie globalizacji i rewolucji informatycznej, gdy dyferencja między parkami maszynowymi oraz wynagrodzeniami pracowniczymi systematycznie się zaciera i stopniowo przestaje być postrzegana przez inwestorów jako

wiodący element przewagi konkurencyjnej, wydatek ponoszony na kWh nabiera coraz większego znaczenia. Z dużą dozą prawdopodobieństwa w przyszłości kluczowego, bo czym mogą różnić się nakłady ponoszone na wykonanie tego samego produktu w tej samej technologii i przez taki sam model drukarki 3D w Stanach Zjednoczonych, Francji i Turcji? Odpowiedz zdaje się nasuwać samoczynnie: opłatami za energię elektryczną.

Kryterium kosztowe, szczególnie w kontekście wytwarzania energii elektrycznej, zdaje się trudne do przecenienia. Jest jednym z istotniejszych elementów obciążeń finansowych niemal każdej współczesnej produkcji, a zgodnie z przedstawionym powyżej ujęciem kwestii pretenduje do tego, by być tym najważniejszym. Problemem z definiowaniem go czy też dokonując stratyfikacji lokowanie go jako jedyne lub głównego celu polityki energetycznej ma częstokroć bardzo pejoratywny wydźwięk. Wynika on z obaw o zagrożenia, jakie niesie za sobą kierowanie się nim dla ochrony środowiska naturalnego, wcielania koncepcji zrównoważonego rozwoju, bezpieczeństwa dostaw czy wdrażania innowacji technologicznych. Nie są to lęki bezpodstawne¹. W konsekwencji każdy z wyżej wymienionych elementów stanowi rzeczywiste wyzwanie. Stąd też w nawiązaniu do tytułu książki jako cel prowadzonych poszukiwań pozostaje wskazanie możliwości godzenia z nimi podaży paliw i energii elektrycznej w najniższych do osiągnięcia przedziałach cenowych. Oznacza to skierowanie wysiłku badawczego na dociekania wpływu np. niskich kursów rynkowych nośników na otoczenie przyrodnicze, rentowność inwestycji w nowe technologie, sprawiedliwego podziału dóbr etc., i zestawienie ich z podejmowanymi decyzjami politycznymi czy też planami i strategiami działania państw, międzynarodowych instytucji czy też globalnych koncernów branżowych.

Zasadniczym celem pracy jest identyfikacja i analiza wyzwań stojących przed polityką energetyczną w Polsce i na świecie, a w szcze-

¹ Zbyt mocne skupienie się na minimalizacji kosztów energii może prowadzić do wyboru źródeł energii, które są tańsze, ale jednocześnie przyczyniają się do zwiększenia niepożądanych emisji bądź są nieodnawialne, co może zaburzyć długoterminową stabilność gospodarczą. Ponadto, podejście takie może utrudnić długoterminowe planowanie, przejście do bardziej zaawansowanych technologii czy też hamować tworzenie nowej infrastruktury. Wysiłków, które są kluczowe dla przyszłościowego, zrównoważonego systemu.

gólności określenie wpływu wywieranego przez kryterium kosztowe na możliwości ich realizacji, odnosząc to do wykorzystywania paliw kopalnych oraz wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej. Ponadto, nie mniej istotne pozostawało także zgodnie z podtytułem ustalenie relacji między nadziejami i oczekiwaniami pokładanymi w transformacji energetycznej, a znajdującym swe odbicie w sektorowych prognozach średnio- i długoterminowych. Ustalenie, jakie odzwierciedlenie znajdują programy i plany prośrodowiskowe w działaniach rządów (w tym Polski) oraz instytucji międzynarodowych na rynku paliwowo-energetycznym i jakie niesie to za sobą konsekwencje dla globalnej i krajowej gospodarki.

Biorąc pod uwagę ogólnoswiatowy wymiar postępu technologicznego oraz taki sam zakres geograficzny oddziaływania notowań giełd surowcowych, ramy terytorialne prowadzonych dociekań pozostały otwarte. Chronologiczne cezury koncentrują się natomiast na wydarzeniach i danych ekonomicznych po 2020 roku. Sporadycznie kreśląc dynamikę zachodzących procesów, przytaczane są ważniejsze informacje z pierwszych dwóch dekad XXI wieku.

Zważywszy na doświadczenie prowadzonych dotąd badań nad polityką energetyczną, podobnie jak i w wcześniejszej opublikowanej pracy, autor uznał za zupełnie nieodzowne przybliżenia możliwie najszerszego spektrum dociekań tematycznych nad sektorem paliwowo-energetycznym. Wykreowało to adekwatne do tego podejścia kryteria wyznaczające ramy identyfikacji tematycznej rynku paliwowo-energetycznego. Tak też na łamach niniejszej monografii mieszczą się w nim wszelkie instrumenty obrotu handlowego uchodzące w energetyce za paliwa lub surowce służące do ich wytworzenia, a także będąca już gotowym produktem energia elektryczna. Integralną jego częścią pozostają zjawiska i procesy towarzyszące zachodzącej wymianie lub tworzące potencjał pozwalający ją uskutecznić. Ponadto, obejmuje on towarzyszące mu realia prawne.

Hipoteza główna: Zastosowanie kryterium kosztowego jako jednego z głównych czynników w polityce energetycznej, jednocześnie zachęcając do innowacyjnych rozwiązań opartych na nowych technologiach, może stworzyć synergiczne podejście, które pozwoli Polsce i innym krajom skutecznie stawić czoło wyzwaniom związanym z zapewnieniem bezpiecznego, efektywnego i zrównoważonego dostępu do energii, przy jednoczesnym ograniczeniu negatywnego wpływu na środowisko.

W swoim przekazie zakłada ona poddanie analizie wpływu kryterium kosztowego na możliwości realizacji polityki energetycznej, ale jednocześnie podkreśla potrzebę skupienia się na nowych technologiach, które mogą przyczynić się do osiągnięcia celów związanych z transformacją sektora, zrównoważonym rozwojem oraz prognozami średnio- i długoterminowymi.

Przy zachowaniu nadmienionych założeń wytyczono pomocne w finalizacji wyznaczonego dociekania badawczego **cele pośrednie**. Należą do nich:

- Zidentyfikowanie dominujących podejść polityki energetycznej w Polsce i na świecie oraz określenie, jakie czynniki wpływają na ich kształtowanie.
- Ocena wpływu kryterium kosztowego na wybór technologii oraz nośników wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i na świecie wraz z identyfikacją ewentualnych związków między kosztami a wyborem źródeł energii.
- Badanie reakcji rynku energii na zmiany polityki energetycznej oraz identyfikacja ewentualnych napięć między celami ekonomicznymi a środowiskowymi.
- Zbadanie relacji między oczekiwaniami społeczeństwa dotyczącymi transformacji energetycznej a realnymi prognozami sektorowymi średnio- i długookresowymi, w tym z uwzględnieniem roli OZE w tych prognozach.
- Wskazanie możliwości harmonizacji celów ekonomicznych i społecznych z celami środowiskowymi w polityce energetycznej.
- Prześledzenie zmian w zapotrzebowaniu na energię elektryczną i inne nośniki w Polsce i na świecie oraz prognozowanie przyszłych trendów konsumpcji.
- Ocena potencjalnych wyzwań związanych z dostępnością surowców energetycznych w przyszłości oraz identyfikacja alternatywnych źródeł i technologii w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

Poszukiwania naukowe w zakresie wskazanym przez każdy z nich ukierunkowane są zgodnie z deklaracją na poczynienie możliwie najbardziej precyzyjnych ustaleń dotyczących przyjętego zadania zasadniczego.

Gros zagadnień ważnych dla podjętej tytułem problematyki o istotnym znaczeniu dla procesu poznawczego wychodzi w tym przypadku poza ich obręb problemowy. Pożądane, czy wręcz wymagane, dla kompletności prowadzonych poszukiwań staje się sformułowanie **dodatkowych wyzwań badawczych**, jakimi są:

- Ocena, czy istnieją różnice w podejściu do polityki energetycznej między krajami rozwiniętymi a krajami rozwijającymi się oraz jakie są tego konsekwencje.
- Przeanalizowanie trendów cenowych różnych nośników energii w okresie badawczym oraz zrozumienie, jak zmiany cen wpływają na rynek energii i podejmowane decyzje polityczne.
- Badanie wpływu polityki subsydiów na paliwa kopalne i energię elektryczną oraz ocena, czy takie wsparcie sprzyja trwałemu rozwojowi i sprawiedliwemu podziałowi dóbr.
- Analiza polityk wsparcia dla odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz ocena, czy te polityki skutecznie wpłynęły na rozwój odnawialnych technologii i ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.
- Analiza strategii energetycznych Polski i innych państw pod kątem uwzględniania kryterium kosztowego oraz zrównoważonego rozwoju i wykorzystania odnawialnych źródeł energii.
- Wskazanie propozycji i rekomendacji dla polityki energetycznej Polski, które mogą przyczynić się do lepszego uwzględnienia aspektów zrównoważonego rozwoju i sprawiedliwego podziału dóbr w kontekście kryterium kosztowego.
- Analiza stopnia uwzględniania programów i planów prośrodowiskowych, w tym rozwoju OZE, w działaniach rządów Polski i innych krajów oraz instytucji międzynarodowych na rynku paliwowo-energetycznym.
- Badanie wpływu polityki energetycznej na przemysł i gospodarkę, w tym identyfikacja sektorów, które mogą być narażone na ryzyko lub mogą odnieść korzyści z zastosowania różnych podejść do polityki energetycznej.
- Wskazanie kluczowych czynników, które wpływają na prognozy i oczekiwania dotyczące rozwoju technologii związanych z produkcją i dystrybucją energii, w tym odnawialnych źródeł energii.

- Analiza regulacji prawnych i politycznych dotyczących polityki energetycznej, w tym identyfikacja przeszkód prawnych dla rozwoju innowacyjnych rozwiązań energetycznych.
- Badanie efektywności różnych instrumentów wsparcia dla polityki energetycznej, takich jak subsydia, ulgi podatkowe czy systemy certyfikatów zielonych.
- Przeprowadzenie analizy ryzyka związanego z różnymi podejściami do polityki energetycznej, w tym ocena potencjalnych zagrożeń dla środowiska, gospodarki i społeczeństwa.

Weryfikacji celów pomocniczych, a zarazem i nadmienionych powyżej dodatkowych zadań posłużyło przyporządkowanie im dziewięciu **hipotez pomocniczych**:

1. Istniejące podejścia do polityki energetycznej w Polsce i na świecie pomimo wspólnych celów zasadniczych są różne, a wpływają na to partykularne czynniki, takie jak polityka rządowa, sytuacja gospodarcza czy uwarunkowania środowiskowe.
2. Reakcje rynku energii na zmiany w polityce energetycznej, wraz z identyfikacją potencjalnych napięć między celami ekonomicznymi a środowiskowymi, są nieuniknione i prowadzą do wzrostu notowań paliw o niskiej szkodliwości dla otoczenia przyrodniczego.
3. Polityki wsparcia dla odnawialnych źródeł energii i subsydiów dla paliw kopalnych zaburzają rynek, wprowadzając na niego rozwiązania pozbawione ekonomicznej racji bytu.
4. Relacje między oczekiwaniami społeczeństwa dotyczącymi transformacji energetycznej a prognozami sektorowymi mogą wpłynąć na realizację celów polityki energetycznej, zwłaszcza w odniesieniu do roli OZE w prognozach.
5. Harmonizacja celów ekonomicznych i społecznych z celami środowiskowymi stanowi istotne wyzwanie dla polityki energetycznej, którego realizacja determinować będzie jej ocenę.
6. Analiza zmian w zapotrzebowaniu na energię elektryczną i inne nośniki w Polsce i na świecie oraz prognozowanie przyszłych trendów konsumpcji jednoznacznie wskazują na systematyczny wzrost i stoją w pozycji do wyzwań, jakie stawia przed społeczeństwem koniecz-

ność zrównoważonego rozwoju i efektywnego zarządzania zasobami naturalnymi

7. Potencjalne wyzwania związane z dostępnością surowców energetycznych i identyfikacja alternatywnych źródeł i technologii mają kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii.
8. Analiza regulacji prawnych i politycznych dotyczących polityki energetycznej pozwala zidentyfikować przeszkody prawne dla rozwoju innowacyjnych rozwiązań energetycznych.
9. Analiza ryzyka związanego z różnymi podejściami do polityki energetycznej umożliwia ocenę potencjalnych zagrożeń dla środowiska, gospodarki i społeczeństwa, co może być istotne dla podejmowania odpowiednich decyzji.

W przeprowadzonych badaniach dotyczących polityki energetycznej kluczowym elementem pozostawała analiza danych statystycznych. W przypadku Polski były to informacje zawarte w raportach ministerstw, krajowych instytucji, takich jak Główny Urząd Statystyczny (GUS). Uzupełniały je przekazy ze spółek energetycznych działających w kraju, takich jak Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), Polski Koncern Naftowy Orlen (Orlen), Enea SA, Tauron SA, PGE SA, oraz publikacje Eurostatu, a także międzynarodowych agencji, takich jak Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) i Agencja Energii Atomowej (NEA), czy organizacji producenckich, np. Organizacji Producentów i Eksporterów Ropy Naftowej (OPEC). Ostatnie z wymienionych należały również do grupy podstawowych źródeł informacji wykorzystanych do analiz rynków światowych. Wraz z dorocznymi raportami ogłaszanych przez międzynarodowe koncerny energetyczne, takie jak: ExxonMobil, Shell, BP, ENI, Saudi Aramco, Gazprom, CNPC, NIOC, Petrobras, Petronas, Equinor, Socar etc., oraz publikacjami agend rządowych związanych z deportami energetyki, takich jak U.S. Energy Information Administration (EIA) – dostarczyły podstawowego materiału badawczego. Te dane były kluczowe dla analizy aspektów międzynarodowych polityki energetycznej, co pozwalało uwypuklić globalne trendy i wyzwania w sektorze paliwowym.

Ze względu na złożoność i specyfikę polityki energetycznej, w której mechanizmy rynkowe i strategiczne interesy państw nierzadko okazują się niewystarczające, sięgnięto po możliwie najszerszą paletę narzędzi

metodologicznych. Wykorzystano zdobycze wiedzy z częstokroć skrajnie odmiennych dziedzin, aby uzyskać pełniejszy obraz analizowanych zjawisk. Narracje i ustalenia opierano na dedukcji, indukcji, retrospekcji oraz postępowaniu progresywnym, a także uwzględniono elementy psychologii społecznej, z szczególnym naciskiem na zachowania grupowe. Demograficzne i statystyczne dane oraz ich analiza nie zawsze były wystarczające do wyjaśnienia zmian mentalnych w społeczeństwie, które miały wpływ na wyniki makroekonomiczne, stad też włączono i elementy poszukiwawcze właściwe dla obszarów poszukiwań niekojarzonych z badanym sektorem, np. antropologii kulturowej.

Integralną częścią badań była szczegółowa analiza aktów prawnych. Uwzględniono zarówno obowiązujące regulacje, jak i te, które straciły aktualność, lecz miały istotny wpływ na gospodarkę. Rozpatrywane dokumenty normatywne obejmowały umowy międzynarodowe i regulacje krajowe, co umożliwiło pełniejsze zrozumienie ich wpływu na politykę energetyczną.

Nie mniej istotne znaczenie metodologiczne w dociekaniach miały analizy instytucjonalno-prawne oraz systemowe. Pierwsza z nadmienionych odegrała istotną rolę w badaniach nad funkcjonowaniem instytucji politycznych, procesem podejmowania decyzji na różnych szczeblach władzy oraz stosunkach międzynarodowych. Typowa dla nauk o polityce i administracji, wpisywała się w perspektywę badawczą określaną mianem instytucjonalizmu historycznego, co odróżniało ją od popularnych współcześnie podejść postbehawioralnych, koncentrujących się na teoretycznym wyjaśnianiu mechanizmów funkcjonowania podmiotów. Natomiast druga umożliwiła kompleksowe spojrzenie na mechanizmy rynkowe oraz polityczne związane z energetyką. Jej użycie pozwalało wyeksponować wzajemne zależności i powiązania pomiędzy różnymi elementami systemu energetycznego, zarówno na poziomie krajowym, jak i międzynarodowym. Ułatwiło to zarazem identyfikację kluczowych czynników wpływających na kształt polityki energetycznej, takich jak regulacje prawne, decyzje polityczne, technologie energetyczne, a także zachowania rynkowe i społeczne. Ułatwiało też prognozowanie konsekwencji tych relacji dla kierunków rozwoju sektora energetycznego.

Dociekania badawcze nad polityką energetyczną, uwzględniające jej społeczne i historyczne uwarunkowania, zaowocowały zastosowaniem

narzędzi badawczych z takich dziedzin jak antropologia kultury, geografia gospodarcza, socjologia oraz ekonomia. To interdyscyplinarne podejście, obejmujące również wiedzę z zakresu nauk technicznych i przyrodniczych, stanowiło, jak nadmieniono, integralny element procesu badawczego. Wykorzystanie tych nauk miało kluczowe znaczenie w analizie i zrozumieniu złożoności problematyki energetycznej. Na przykład, nauki techniczne i przyrodnicze były niezbędne do opracowywania algorytmów i modeli matematycznych, które mogły dokładnie odzwierciedlać gospodarcze konsekwencje decyzji politycznych.

Zastosowanie antropologii kultury pozwoliło na zrozumienie, jak różnorodne grupy społeczne postrzegają i reagują na zmiany w polityce energetycznej, co jest kluczowe dla przewidywania społecznych reakcji i dostosowywania strategii komunikacyjnych. Geografia gospodarcza dostarczyła narzędzi do analizy przestrzennego rozmieszczenia zasobów energetycznych oraz infrastruktury, co jest niezbędne do planowania i optymalizacji działań w skali regionalnej i krajowej. Socjologia umożliwiła badanie strukturalnych i dynamicznych aspektów społeczeństwa, które wpływają na kształtowanie polityki energetycznej, takich jak relacje władzy, normy społeczne i ruchy społeczne.

Ekonomia, jako jedna z kluczowych dyscyplin, dostarczyła analitycznych narzędzi do oceny efektywności ekonomicznej różnych strategii polityki energetycznej. Pozwoliła także na modelowanie potencjalnych scenariuszy i ocenę ich wpływu na gospodarkę.

Nauki techniczne i przyrodnicze odegrały szczególną rolę w kontekście rozwijania i doskonalenia algorytmów oraz modeli, które umożliwiły precyzyjną symulację i prognozowanie wpływu różnych polityk na sektor energetyczny. Opracowane wzory i algorytmy wspierały podejmowanie decyzji, zapewniając solidne podstawy naukowe i techniczne dla polityki energetycznej. Dzięki interdyscyplinarnemu podejściu, badania te mogły objąć szeroki zakres zagadnień, od technicznych aspektów produkcji i dystrybucji energii, po społeczne i ekonomiczne konsekwencje tych procesów.

Wszystkie te elementy współdziałały w procedurze dociekań, tworząc zintegrowane podejście badawcze, które umożliwiło kompleksowe zrozumienie i efektywne zarządzanie wyzwaniami związanymi z polityką energetyczną. Dzięki temu możliwe było nie tylko zidentyfikowa-

nie kluczowych trendów i wyzwań, ale także opracowanie rekomendacji i strategii, które mogą być skutecznie wdrażane. Zgodnie ze standardami właściwymi dla dociekań naukowych podstawowym elementem postępowania metodologicznego była krytyczna analiza literatury przedmiotu, obejmująca publikacje dotyczące finansów, ekonomiki transportu, polityki gospodarczej, ekonomii, logistyki, relacji międzynarodowych oraz systemów politycznych i gospodarczych. Tak szeroki zakres literatury umożliwił wieloaspektowe podejście do badanej problematyki.

Struktura pracy została zaprojektowana z myślą o czytelności oraz spójności, umożliwiając samodzielne studiowanie wybranych zagadnień. Mimo autonomii poszczególnych części, całość tworzyła spójną całość, co miało na celu ułatwienie wykorzystania wyników badań przez innych badaczy zajmujących się pokrewnymi tematami.

Podjęta w pracy problematyka nie znalazła dotąd pełnego odzwierciedlenia w literaturze przedmiotu. Brakuje także jakichkolwiek interdyscyplinarnych opracowań na ten temat. Jest to pierwsze syntetyczne opracowanie politologiczne dotyczące sektora energetycznego, scalające dane źródłowe i przedstawiające całościowy obraz zagadnienia, ze szczególnym naciskiem na wskazanie ogólnych tendencji i perspektyw polityki energetycznej.

W Polsce kwestie dotyczące paliw węglowodorów nie doczekały się jakiegokolwiek poza publikacjami autora odzwierciedlenia w literaturze w przedstawionym w niniejszej pozycji wymiarze. Wyraźny i odczuwalny jest brak tak syntetycznych, jak i szczegółowych opracowań analitycznych o naukowym charakterze, politycznie neutralnych. Artykuły prezentujące wyniki badań dotyczące potencjału, możliwości, a niekiedy stanu inwestycji w moce wytwórcze bądź przesyłowe są bardzo odosobnione i zwykle ich zawartość przestała być aktualna. Znacznie precyzyjniejszym źródłem wiedzy pozostają tu informacje zawarte w krajowych portalach informacyjnych, codziennych publikacjach elektronicznych etc. Nie brak też branżowych witryn wyspecjalizowanych agencji, które koncentrują się na zagadnieniach z zakresu energetyki bądź sektora oil&gas czy OZE. Uzupełnieniem są strony internetowe koncernów energetycznych, które nie stronią od prezentacji własnych analiz i materiałów.

Nader powszechne zainteresowanie badawcze problematyką gospodarczą dotyczącą energetyki znalazło wprawdzie też swój wyraz w mo-

nografiach poświęconych wybranym jej aspektom. Ich liczba w żaden sposób nie znajduje przełożenia na popularność i znaczenie problematyki. Nierzadko są to opracowania zbiorowe, których zawartość dotyka często luźno powiązanych ze sobą tematów z nadmienionych obszarów, np. *Ekonomia i zarządzanie energią a rozwój gospodarczy*², *Energetyka odnawialna wizytówką nowoczesnej gospodarki*³, *Gospodarka niskoemisyjna. Uwarunkowania i wyzwania*⁴, *Energia w czasach kryzysu*⁵, *Encyklopedia globalnego zarządzania ekologicznego i energetycznego*⁶.

Kluczowe znaczenie przypisać należy monografiom autorskim. W przeważającej mierze są to wnikliwe, analityczne opracowania. Dotyczą one elementów systemowych, np. *Kultury energetyczne Unii Europejskiej* pióra R. Rosickiego⁷, logistyki, np. znakomita *Infrastruktura transportu przesyłowego* W. Drożdża, lobbingu – *Polityka energetyczna Unii Europejskiej. Między strategią, lobbingiem a partycypacją*⁸, bądź też istotnych dla podjętych tu dociekań problemów mających swoje odniesienie do poszczególnych regionów, np. *Terminale LNG w strategii bezpieczeństwa energetycznego państw atlantyckich i czarnomorskich Unii Europejskiej* M. Skarżyńskiego, czy też mogące służyć w zestawieniach porównawczych jako punkt odniesienia monografie np. Ł. Gacka: *Zielona energia w Chinach. Zrównoważony rozwój – ochrona środowiska. Gospodarka niskoemisyjna*⁹ czy *Cywilizacja ekologiczna i transformacja energetyczna w Chinach*¹⁰, *Towarowa giełda energii jako instrument*

² *Ekonomia i zarządzanie energią a rozwój gospodarczy*, K. Pająk, A. Ziomek, S. Zwierzchlewski (red.), Toruń 2013.

³ *Energetyka odnawialna wizytówką nowoczesnej gospodarki*, Z. Brodziński, M. Kramarz, M.R. Sławomirski (red.), Toruń 2009.

⁴ K. Pająk, J. Mazurkiewicz, *Gospodarka niskoemisyjna uwarunkowania i wyzwania*, Toruń 2014.

⁵ *Energia w czasach kryzysu*, K. Kuciński (red.), Warszawa 2006.

⁶ *Encyklopedia globalnego zarządzania ekologicznego i energetycznego*, M. Rewizorski (red.), Poznań 2018.

⁷ R. Rosicki, *Kultury energetyczne Unii Europejskiej*, Poznań 2018.

⁸ S. Mrozowska, *Polityka energetyczna Unii Europejskiej. Między strategią, lobbingiem a partycypacją*, Kraków 2016.

⁹ Ł. Gacek, *Zielona energia w Chinach. Zrównoważony rozwój – ochrona środowiska. Gospodarka niskoemisyjna*, Kraków 2015.

¹⁰ Ł. Gacek, *Cywilizacja ekologiczna i transformacja energetyczna w Chinach*, Poznań 2020.

liberalizacji rynku gazu w Polsce Ł. Wojcieszaka¹¹, *Energetyka jądrowa wobec globalnych wyzwań bezpieczeństwa energetycznego i reżimu nieproliferaacji w erze zmian klimatu*¹². oraz *Francja w procesie uwspółnotowienia bezpieczeństwa energetycznego i polityki klimatycznej Unii Europejskiej*¹³ T. Młynarskiego czy też licznych prac W. Suwały dotyczących konieczności dostosowania rynku do wyzwań klimatycznych¹⁴. Traktując niniejszą pozycję jako kontynuację wcześniejszych badań, nie stronilem od wskazań czy przytaczania ich rezultatów w wybranych obszarach polityki energetycznej, traktując je jako istotny element dociekań, co w moim przekonaniu w najmniejszym stopniu nie odbiera oryginalności niniejszej pracy.

Eksponowane miejsce odnawialnych źródeł energii (dalej: OZE) w wielu tytułach jest odzwierciedleniem znaczenia, jakie przypisywane jest im w nauce. Znakomita część tego typu pozycji traktuje o jednej z gałęzi energetyki odnawialnej, co pozwala na bardziej krytyczne podejście do podnoszonych kwestii i przyczynia się do głębszego rozpoznania kwestii związanych z hydroenergetyką, energetyką geotermalną czy solarną itd. Za przykład posłużyć mogą pozycje poświęcone produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem ruchu powietrza: *Energetyka wiatrowa stan obecny i szanse rozwoju*¹⁵ czy też *Ekonomiczne uwarunkowania energetyki wiatrowej*¹⁶, *Energetyka wiatrowa w wybranych aspektach*¹⁷.

¹¹ Ł. Wojcieszak, *Towarowa giełda energii jako instrument liberalizacji rynku gazu w Polsce*, Poznań 2017.

¹² T. Młynarski, *Energetyka jądrowa wobec globalnych wyzwań bezpieczeństwa energetycznego i reżimu nieproliferaacji w erze zmian klimatu*, Kraków 2016.

¹³ T. Młynarski, *Francja w procesie uwspółnotowienia bezpieczeństwa energetycznego i polityki klimatycznej Unii Europejskiej*, Kraków 2013.

¹⁴ np. W. Suwała, *Problemy budowy i wykorzystania modeli komputerowych w gospodarce paliwami i energią*, *Polityka Energetyczna* 16/2013 s. 47-58. W. Suwała, *Modelling adaptation of the coal industry to sustainability conditions*, *Energy* 33/7 2008 s. 1015-1026.

¹⁵ T. Mirowski, E. Mokrzycki, R. Ney, *Energetyka wiatrowa – stan obecny i perspektywy rozwoju*, Kraków 2015.

¹⁶ A. Wasiuta, *Ekonomiczne uwarunkowania rozwoju energetyki wiatrowej*, Warszawa 2014.

¹⁷ *Energetyka wiatrowa w wybranych aspektach*, J. Maj, P. Kwiatkiewicz (red.), Poznań 2016.

W literaturze przedmiotu szczególne miejsce przypisać należy pracom kładącym nacisk na kwestie bezpieczeństwa ekonomicznego, ściśle wiążącym je z energetyką. *Bezpieczeństwo ekonomiczne* K. Księżopolskiego¹⁸, *Źródła energii i ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w XXI wieku*¹⁹ T. Młynarskiego i M. Tarnawskiego reprezentatywnie oddają ten nurt badawczy.

¹⁸ K.M. Księżopolski, *Bezpieczeństwo ekonomiczne*, Warszawa 2011.

¹⁹ T. Młynarski, M. Tarnawski, *Źródła energii i ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w XXI wieku*, Warszawa 2016.

Od autora

W obliczu dynamicznych przemian na globalnej arenie energetycznej oraz narastających wyzwań związanych z ochroną środowiska i bezpieczeństwem dostaw energii, polityka energetyczna nabiera fundamentalnego znaczenia zarówno na poziomie krajowym, jak i międzynarodowym. Książka „Wyzwania polityki energetycznej a sektor paliwowy. Świat i Polska: oczekiwania i prognozy” zgodnie z pierwotnym założeniem stanowi wszechstronną analizę aktualnych trendów, strategii oraz prognoz dla sektora energetycznego, skupiając się na kluczowych jego problemach w wymiarze krajowym i międzynarodowym oraz wpływie tych zagadnień na bezpieczeństwo narodowe i globalne.

Słowo wprowadzające

– Dylematy polityki energetycznej

Z czego produkować?

Energetyka i związana z nią aktywność polityczna są czynnikami rzucającymi na rozwój gospodarczy od czasu wynalezienia maszyny parowej i komercyjnego jej wykorzystania. Od ponad wieku są też częścią newralgicznej sfery bezpieczeństwa. Wszelkie zmiany związane z postępem technologicznym, zastosowaniem czy też redukcją paliw kopalnych, postępem w zakresie podniesienia udziału w produkcji z odnawialnych źródeł energii, magazynowaniem energii – znajdują swoje odzwierciedlenie w każdej z wymienionych przestrzeni życia społecznego.

Wielu ekspertów energetycznych prowadzi debaty dotyczące przyszłości branży oraz wizji jej rozwoju, jednakże rzadko koncentrują się na kluczowej kwestii, jaką jest paliwo przyszłości. Powód tego stanu rzeczy zdaje się zupełnie prozaiczny. W materii tej panuje bowiem niemal jednomyślność: będzie nim energia elektryczna. Uściślając, stanie się ona nie tylko podstawowym, ale też jedynym powszechnie używanym nośnikiem energii. Obserwując rozwój nowych technologii, trudno znaleźć alternatywy, które mogłyby zostać masowo zastosowane na szeroką skalę.

Zasadniczym wyzwaniem pozostaje jednak źródło wytwarzania energii elektrycznej. To pytanie, które zadaje się od czasów Thomasa Edisona, nigdy nie straciło na aktualności i wciąż przyciąga uwagę badaczy z różnych dziedzin, zarówno społecznych, jak i technicznych. Obecny kontekst nadaje temu zagadnieniu zupełnie nowe znaczenie, odnosząc

się do produktu, który stanie się dominującym nośnikiem energii dla wszystkich urządzeń, jakie będą projektowane z myślą o przyszłości.

Energia elektryczna jest postrzegana jako najważniejszy czynnik w procesie zasilania różnorodnych wynalazków i technologii, które mają wejść w życie w nadchodzących latach. Problem w tym, jak zapewnić stabilne i wydajne źródło jej wytwarzania. Badania w tej dziedzinie są prowadzone nieustannie, obejmując wszelkie dostrzegalne jej aspekty, co świadczy o wielkiej wadze tego zagadnienia.

Energia elektryczna jest nieuniknionym fundamentem przyszłych rozwiązań energetycznych, a kwestia jej wytwarzania pozostaje jednym z najistotniejszych wyzwań współczesnej nauki i technologii. Problematyka ta jest skomplikowana przez swoją skalę oraz znaczenie, które wymagają komercjalizacji rozwiązań. Istotne bariery, które należy pokonać, to czynniki polityczne oraz obecne rozwiązania infrastrukturalne.

Kto ma produkować?

Pierwsze z nadmienionych, czyli czynniki polityczne, definiują, kto i na jakich zasadach ma prawo do produkcji energii elektrycznej, podczas gdy infrastruktura określa warunki jej przesyłu. Wyzwaniem jest zatem nie tylko technologia doboru źródła wytwarzania energii, ale także zasady jej dystrybucji i regulacje prawne, które te procesy określają.

Problem, kto będzie wytwórcą, a kto zostanie jedynie odbiorcą, dotyka podstaw ładu społecznego. W jego tle kryją się kwestie związane z regulacjami rynku paliwowo-energetycznego, zasadami funkcjonowania gospodarki, systemem podatkowym, a przede wszystkim politycznym.

Elektroenergetyczna spuścizna

Dziedzictwem ostatnich dziesięcioleci, gdy przytłaczająca większość energii elektrycznej była wytwarzana z paliw kopalnych, jest dominacja scentralizowanej energetyki, szczególnie w Europie. System ten opiera

się na kilku dużych jednostkach wytwórczych, które zaspokajają potrzeby dużych społeczności poprzez zintegrowaną sieć dystrybucyjną. Wybór tego modelu tylko częściowo można tłumaczyć ówczesnym stanem wiedzy oraz dostępną technologią. Alternatywą była koncepcja rozproszonego zabezpieczenia rynku, sięgająca początków komercyjnej elektroenergetyki, zakładająca funkcjonowanie licznych źródeł zasilania dla indywidualnych odbiorców i małych wspólnot.

Mimo interesujących założeń, rozproszona koncepcja nie zyskała dużej popularności. Znajdowała uznanie jedynie w ograniczonym zakresie, głównie w Ameryce Południowej i Afryce, gdzie duże odległości między osadami oraz trudne warunki przyrodnicze czyniły ekonomicznie nieopłacalnym przesyłanie energii na większe odległości. Dodatkowym wyzwaniem były czynniki geograficzne i klimatyczne, które często uniemożliwiały budowę odpowiedniej infrastruktury na obszarach niezamieszkałych.

Brak centralizacji i zintegrowanego systemu elektroenergetycznego w tych regionach nie oznaczał jednak nowoczesnej, rozproszonej energetyki w dzisiejszym rozumieniu tego terminu. W większości przypadków, funkcjonujące tam rozwiązania były bliższe lokalnym monopolom, a czasem nawet kartelom.

System scentralizowany czy rozproszony?

Obecna dominacja skonsolidowanej energetyki wynika więc z historycznych decyzji i warunków, które promowały rozwój dużych jednostek wytwórczych. Jednakże współczesne wyzwania, takie jak zmiany klimatyczne i potrzeba redukcji emisji gazów cieplarnianych, skłaniają do przemyślenia tych strategii. Rozwój technologii odnawialnych źródeł energii, takich jak fotowoltaika, energia wiatrowa oraz systemy magazynowania energii, oferuje nowe możliwości dla bardziej zrównoważonych i efektywnych systemów energetycznych.

Koncepcja rozproszonej energetyki, oparta na lokalnych źródłach zasilania, zyskuje na znaczeniu. Pozwala na elastyczność, zwiększa bezpieczeństwo energetyczne i może być bardziej odporną na zakłócenia

w sieci. Jednak argumenty te nie trafiają do jej przeciwników. Eksponują oni słabość koncepcji systemu opartego na ogromnej liczbie źródeł wytwórczych niewielkiej mocy, wskazując m.in. na znaczące prawdopodobieństwo wystąpienia w nim bodźców anarchizujących. Trudności z koordynacją etc. Nie są to zarzuty bezpodstawne. Niemniej ich racja bytu jest ograniczona, w przeciwieństwie do ilości działań pozwalających na zniwelowanie wskazanych perturbacji związanych z decentralizacją. Najpoważniejszym i najczęściej wytaczanym zarzutem wobec koncepcji dekonsolidacyjnej jest dekompozycja istniejącego systemu i brak odporności jego zamiennika ze strony zagrożeń zewnętrznych. Standardowo uwypuklane jest ryzyko przejścia kontroli przez zagraniczne podmioty oraz potencjalne konsekwencje tego dla obywateli. Taki scenariusz jest oczywiście możliwy, ale prawdopodobieństwo jego realizacji pozostaje stosunkowo niskie. Z jednej strony wynika to z komercyjnego charakteru działalności firm działających na rynku paliwowo-energetycznym, a z drugiej z możliwości tworzenia i egzekwowania prawa przez instytucje państwowe.

Znacznie bardziej osadzona w obecnych realiach jest idea nadzoru nad sektorem energetycznym jako źródłem wysokich dochodów finansowych. Kontrola nad tym sektorem, a precyzyjniej korzyści z niej płynące, nie ograniczają się wyłącznie do sfery fiskalnej. Często stanowią skuteczne narzędzie sprawowania władzy. Kwestia bezpieczeństwa energetycznego zbyt często dotyczy interesów państwa, a nie jego obywateli. Rzadko, niemal wyjątkowo, odnosi się do ich dobrostanu.

Monteskiuszowska parabola systemu energetycznego

Dostrzegając wyraźną sprzeczność co do korzystania z beneficjów energetyki między państwem a rodząc się świadomością obywatelską, warto zwrócić uwagę na naturę tego sporu, rozpatrując go jednopłaszczyznowo. Porównanie tu systemu energetycznego do politycznego nie jest pozbawione sensu. Odnosząc je do monteskiuszowskich koncepcji podziału władzy, w obu przypadkach istnieje potrzeba separacji odpowiedzialności i kontroli, aby zapewnić efektywne i bezpieczne funkcjonowanie.

Nietrudno przedstawić pierwszy z wymienionych jako państwo, gdzie zgodnie z koncepcją tegoż oświeceniowego myśliciela proces wytwarzania można porównać do instytucji ustawodawczych, która generuje prawo. W tym kontekście, źródła energii (elektrownie, farmy wiatrowe, panele słoneczne) stanowią podstawę systemu energetycznego, tak jak ustawy i regulacje są fundamentem systemu politycznego. Produkcja energii wymaga odpowiednich regulacji i standardów, aby zapewnić jej efektywność i zgodność z oczekiwaniami. Stąd też jej dystrybucja będzie odpowiednikiem władzy wykonawczej, która wdraża i zarządza prawem. Sieci przesyłowe i dystrybucyjne, które dostarczają energię elektryczną od producentów do konsumentów, odgrywają podobną rolę do organów rządowych realizujących przepisy. Efektywność, niezawodność i bezpieczeństwo tych sieci są kluczowe dla stabilności systemu energetycznego. Regulacja i nadzór nad systemem energetycznym będą tu substytutem władzy sądowniczej, która kontroluje przestrzeganie prawa. Agencje regulacyjne i organy nadzorcze, takie jak urzędy energetyczne, odgrywają rolę podobną do sądów, zapewniając zgodność z regulacjami i normami oraz rozstrzygając spory.

Energetyka a zamożność społeczeństwa

Związek między funkcjonowaniem rynku energetycznego a jakością życia społeczeństwa jest wyraźny i wieloaspektowy. Ceny energii mają bezpośredni wpływ na poziom dobrobytu obywateli, oddziałując na ich standard życia. Koszty nośników energii obciążają budżety domowe, ograniczając dostęp do innych dóbr i usług. Osiągając porządkny z punktu widzenia rynku poziom, będą stymulować gospodarkę, zwiększając dostępność produktów i usług, co podnosi ogólny poziom życia.

Sprowadzanie wpływu energetyki na warunki bytowe mieszkańców do cen za energię jest konsekwencją utrzymywania archaicznego rozdziału na producentów i konsumentów związanych z systemem scentralizowanym. Relację tę można równie dobrze odwrócić, przekształcając pytanie z „ile trzeba zapłacić?” na „kto powinien otrzymać pieniądze?”. Kluczowe znaczenie ma bowiem posiadanie mocy wytwórczych, która

nie tylko w podejściu właściwym dialektyce materialistycznej tożsama jest ze środkami produkcji. Kontrola nad nimi staje się elementem przewagi gospodarczej także na gruncie ekonomii liberalnej. Dobrostan obywateli nie jest zatem związany z niskimi cenami energii, lecz ze swobodą jej wytwarzania.

Decentralizacja energetyki i demokratyzacja państwa

Stąd też w wymiarze poszukiwań badawczych właściwych dla obszaru nauk o polityce trudno nie dostrzec konfliktu między interesem państwa wyrażonym przez energetykę scentralizowaną i pragnieniem obywateli uwolnienia się z krepującego nadzoru, czego wyrazem jest dążenie do jej dekonsolidacji. Wprowadzenie rozproszonego systemu energetycznego, opartego na lokalnych źródłach zasilania, może uchodzić nie tylko za element kształtujący dobrostan obywateli poprzez przychody z produkcji prosumenckiej, tworzenie nowych miejsc pracy, zarówno przy instalacji, jak i utrzymaniu systemów energii odnawialnej, ożywienie lokalnych rynków pracy, przyczyniając się do wzrostu zatrudnienia i podniesienia standardu życia mieszkańców.

Aspekt bezpieczeństwa energetycznego w systemie rozproszonym jest również kluczowy. Zwiększona liczba lokalnych źródeł energii zmniejsza ryzyko przerw w dostawach, co jest szczególnie istotne w obliczu katastrof naturalnych czy awarii technicznych. Stabilność dostaw energii przekłada się na pewność funkcjonowania gospodarstw domowych i przedsiębiorstw, co ma bezpośredni wpływ na poczucie bezpieczeństwa i komfortu życia obywateli. Niesie też za sobą poważne zagrożenia dla państwa w postaci utraty kontroli nad sektorem energetycznym. Łączy się to nie tylko z niższymi wpływami budżetowymi, lecz także z redukcją jednego z najbardziej perspektywicznych narzędzi sprawowania władzy. Stąd też wsparcie dla prosumentów i rozproszonych źródeł energii często ma bardziej deklaracyjny charakter. Realizuje cele służące zachowaniu istniejącej konstrukcji systemu energetycznego i jedynie iluzorycznie przyspiesza wprowadzenie jego niezależności, tak istotną w kontekście rozwoju gospodarczego i bezpieczeństwa lokalnych społeczności. Zdy-

wersyfikowana struktura wytwórcza służy mu, zmniejsza zależność od centralnych dostawców energii, a to prowadzi do większej stabilności i odporności na zakłócenia.

Ochrona środowiska naturalnego jako determinant transformacji energetycznej

Wrażliwość na otoczenie zewnętrzne wyraźnie wzrosła w ostatnim półwieczu. Stała się szczególnie istotna w państwach wysoko uprzemysłowionych, które swą pozycję zbudowały na bezwzględnej eksploatacji zasobów naturalnych, zarówno własnych, jak i kolonizowanych przez nie ziem. Skala, w jakiej wykorzystywały wszelkie dobra środowiska przyrodniczego, doprowadziła do zaburzenia ekosystemu niemal w każdym zakątku Ziemi. Dalszy rozwój uznano za bezpośrednie zagrożenie dla dobrostanu przyszłych generacji.

Energetyka jako sektor surowcochłonny, a przez to inwazyjny dla natury, stała się bazą mającej się dokonać sanacji. Terapia nazwana zrównoważonym rozwojem gospodarczym polega na przekazaniu następnym pokoleniom zastanego stanu zasobów naturalnych. Wcielenie jej w życie w pewnym uproszczeniu sprowadza się do braku możliwości wyprodukowania czegokolwiek z kopalin. Dla energetyki jest to równoznaczne z całkowitym przejściem na produkcję ze źródeł odnawialnych.

Co warte podkreślenia, wytwarzanie energii w reaktorach jądrowych przy wykorzystaniu pierwiastków rozszczepialnych nie jest traktowane w tych samych kategoriach zagrożeń dla środowiska naturalnego, co wykorzystywanie gazu ziemnego. Oparcie rozwoju na tzw. bezemisyjnych źródłach, choć nie jest tożsame z neutralnością klimatyczną, należy postrzegać jako szansę na postęp technologiczny. Postęp, który mógłby nie zostać zrealizowany, gdyż przez długi czas finansowanie tego typu inwestycji nie miało ekonomicznego uzasadnienia.

Szlachetne przesłania idei zrównoważonego rozwoju stały się ponadnarodowym programem politycznym, implementacją rozwiązań ratujących środowisko naturalne przed dewastacją wynikającą z koncepcji wzrostu gospodarczego opartego na podnoszeniu produkcji i konsumpcji.

cji, a jednocześnie narzędziem pozwalającym utrzymać przewagę wspomnianym państwom wysoko rozwiniętym nad pozostałymi.

Przyszłość polityki i gospodarki energetycznej

Zrozumienie konieczności zmiany podejścia do oceny kondycji ekonomicznej, opartego dotychczas na porównawczych zestawieniach produkcji z poszczególnych lat, staje się coraz bardziej powszechne. Panuje szeroki konsensus co do potrzeby odejścia od strategii budowania pozycji rynkowej poprzez nieograniczone zwiększanie produkcji i sprzedaży dóbr. Sektor energetyczny, a w szczególności elektroenergetyka, będzie w tej kwestii wyjątkiem, gdyż automatyzacja i informatyzacja wszelkich form działalności gospodarczej oraz życia prywatnego prowadzą do zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną. Nie oznacza to jednak możliwości zachowania dotychczasowego podejścia do funkcjonowania rynku, ponieważ on również ulegnie zmianom. Postęp techniczny oraz zmieniające się poglądy społeczne będą katalizatorami dekompozycji i rekonstrukcji rynku, prowadząc do formy umożliwiającej integrację zasobów z przestrzenią cyfrową. W efekcie, migracja zarządzania w kierunku bardziej zrównoważonego i wydajnego modelu wytwórczego oraz dystrybucyjnego, dostosowanego do potrzeb współczesnego społeczeństwa, stanie się nieunikniona.

1

Wokół Energii

1.1. Energia pierwotna

Definicyjnie energia pierwotna to ta, która uwalniana jest bezpośrednio ze źródeł swego pochodzenia. Posługując się przykładem paliw kopalnych, dajmy na to węgla, produktów naftowych czy gazu ziemnego, jest to ilość energii emitowana w procesie ich spalania. Nie jest ona tożsama z wartością energetyczną zawartą w jednostce danego surowca czy też ilością energii, jaką sumarycznie można uzyskać dzięki niemu. W pierwszym przypadku ogranicznikiem jest sprawność instalacji wytwórczej, natomiast w drugim możliwość wtórnego wykorzystania wygenerowanej w jednym cyklu produkcyjnym energii, np. w urządzeniach kogeneracyjnych bądź też przetworzenie jej. EIA ujmuje to następująco: *energia w formie, w jakiej jest uwzględniana po raz pierwszy w statystycznym bilansie energii, przed jakąkolwiek transformacją, ma drugorzędne lub trzeciorzędne formy energii*. W wyjaśnieniu wspiera się przykładem znanym z początkowych kart dziejów elektryfikacji, w którym to węgiel przekształcany jest w gaz syntetyczny, a ten użyty jako paliwo dla turbin prądotwórczych²⁰. W pewnym uproszczeniu, niepozbawionym jednakże głębi, możemy ją określić mianem wsadu do systemu energetycznego, który nie został wytworzony w celu jego zasilenia. Stąd też nie musi on mieć naturalnego rodowodu, a może być jak śmieci produktem ubocznym aktywności gospodarczej w innej sferze.

²⁰ <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=P>

1.2. Statystyki i metodologia prognostyczna

O ile kwestie identyfikacyjne związane z energią pierwotną można uznać w literaturze przedmiotu za uporządkowane i niebudzące poważniejszych polemik, o tyle publikacje danych dotyczących konsumpcji i zapotrzebowania na nią nie są jednoznaczne. Meritum problemu sprowadza się do stosowanych technologii produkcji ciepła, energii elektrycznej czy paliw płynnych. Zależnie od parametrów urządzeń i wydajności wykorzystywanych typów instalacji wytwórczych z jednostki tego samego surowca generowane są zgoła odmienne ilości produktu końcowego. Dla przykładu różnica sprawności bloków w polskich elektrowniach zawodowych zasilanych węglem brunatnym przekracza 10%. Dyferencja taka występować może nawet w urządzeniach na terenie jednego zakładu²¹. Także w przypadku sięgania do innych paliw kopalnych różnice w zdolności spożytkowania wartości energetycznej właściwego nośnika będą od siebie odbiegały. W kluczowych dla branży opracowaniach i raportach prezentowane dane dotyczące zużycia energii pierwotnej pozyskiwanej z kopalni problem ten metodologicznie rozwiązywany jest poprzez określenie średniej efektywności urządzeń wykorzystywanych do jej generowania w poszczególnych państwach. Ten ostatni element nie zawsze jest jednak możliwy do zastosowania. Rozwiązaniem substytucjonalnym pozostaje przyjęcie założeń, zgodnie z którymi progres technologiczny jest procesem o charakterze liniowym. Według wzoru:

$$T^{es} \rightarrow \left(es + \frac{ef}{y} \% \right)_1 + \left(eb + \frac{ef}{y} \% \right)_2 + \left(es + \frac{ef}{y} \% \right)_{n...} = T^{ef}$$

gdzie:

- T – rok wyjściowy dla obliczeń
- es – efektywność wyjściowa
- ef – efektywność docelowa
- eb – efektywność roku poprzedniego
- y – długość procesu w latach

²¹ Za przykład posłużyć może elektrownia Turów. J.M. Łaskawiec, *Analiza bezpieczeństwa w obszarze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, studium przypadków*, Wrocław 2016, s. 63.

Na przykład BP w swych raportach oceniał średnią światową efektywność bloków elektrowni termalnych zasilanych paliwami kopalnymi w 2000 roku jako 36%. Przez kolejne dwie dekady podniosła się ona do 40%. Pozwoliło to analitykom BP przyjąć założenie, zgodnie z którym w 2050 roku osiągnie ona poziom 45%²². Stąd:

Tab. 1.1. Średnia efektywność elektrowni zasilanej paliwami kopalnymi w latach 2001–2021

| Rok | Wydajność | Rok | Wydajność |
|------|-----------|------|-----------|
| 2001 | 36,2% | 2012 | 38,8% |
| 2002 | 36,5% | 2013 | 39,1% |
| 2003 | 36,7% | 2014 | 39,3% |
| 2004 | 36,9% | 2015 | 39,5% |
| 2005 | 37,2% | 2016 | 39,8% |
| 2006 | 37,4% | 2017 | 40,0% |
| 2007 | 37,6% | 2018 | 40,2% |
| 2008 | 37,9% | 2019 | 40,3% |
| 2009 | 38,1% | 2020 | 40,5% |
| 2010 | 38,4% | 2021 | 40,6% |

Źródło: BP Statistical Review of World Energy 2021²³.

Podobnie rzecz ma się w przypadku danych dotyczących konsumpcji czy szacunkowego zapotrzebowania na energię pierwotną wytwarzaną z wykorzystaniem OZE. Są one kalkulowane na podstawie mocy wejściowej danego urządzenia i średniej sprawności jego odpowiednika w konwencjonalnych elektrowniach danego państwa²⁴.

1.3. Modelowa transformacja a konsumpcja

Nakreślone podejście metodologiczne nie pozwala na precyzyjne ustalenia związane z zapotrzebowaniem czy chociażby minimalną absorpcją określonego nośnika. Generuje pewien przybliżony obraz oczekiwań

²² BP Statistical Review, July 2021, s. 54.

²³ Ibidem.

²⁴ Ibidem.

o poziomie ogólności dającym ogłęd sytuacyjny zbyt ubogi, by móc na jego podstawie przygotowywać precyzyjne plany gospodarcze, lecz wystarczający, by budować średnio- i długookresowe strategie rozwojowe. Stąd też bezcelowe jest całkowite jego kwestionowanie. Ma ono, jak wskazano, wiele zalet, co dostrzeżono i czego potwierdzeniem jest m.in. wspomniane masowe zastosowanie w corocznych raportach spółek sektora oil&gas. Najpoważniejszym mankamentem tworzących je rozwiązań jest z jednej strony brak przewidywalności w obszarze postępu technologicznego, a z drugiej niedająca się z wyprzedzeniem ustalić dynamika zmian w światowej gospodarce. Pierwszy odnosi się do niemożności precyzyjnego ustalenia ukończenia prac nad nowymi rozwiązaniami i reakcji na nie rynku, a kolejny do koniunktury na ich globalne upowszechnienie.

Czynników, które mogą skutecznie zacierać wielkość spodziewanego zapotrzebowania na dany surowiec, jest znacznie więcej. Wśród nich wspomnieć należy m.in. o kulturze energetycznej i ekologicznej, dynamice zmian demograficznych czy też o cyklach w światowej gospodarce, które inicjowane mogą być pojedynczymi niedającymi się przewidzieć zdarzeniami, np. wybuch pandemii SARS-CoV-2 bądź konflikt zbrojny na Ukrainie etc.

Posłużmy się przykładem Holandii i Polski. Pierwsza z wymienionych w latach 2011–2021 odnotowała spadek zużycia każdego z paliw kopalnych. Największa średnia redukcja roczna procentowo dotyczyła ropy naftowej i węgla, a zatem nośników o najbardziej negatywnym wpływie na środowisko naturalne człowieka. Wśród potencjalnych przyczyn ograniczenia ich zużycia kluczowe miejsce przypisać należy czynnikom dającym się określić mianem proekologicznych. Oczywiście biorąc pod uwagę zmianę wartości rzeczywistych przeliczonych w EJ, zmniejszenie konsumpcji jest niższe niż w przypadku gazu ziemnego. Odpowiedzialność za ten stan należałoby przypisać dysproporcji w zestawianych wolumenach wykorzystania jednego i drugiego surowca energetycznego.

W przypadku Polski rzecz przedstawia się odmiennie, chociaż i tu daje się zauważyć pewne podobieństwa dające się określić mianem powszechnego trendu. Ma on w rozpatrywanym przykładzie bardziej europejski niż globalny wymiar, a odnosi się do konsumpcji węgla. Dla Polski był i nadal pozostaje on podstawowym surowcem energetycznym. W 2011 roku jego udział w krajowym miksie przekraczał 54%, a dekadę później już

Tab. 1.2. Holandia – konsumpcja w EJ

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2011–2021 średnia zmiana roczna |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|---------------------------------------|
| Ogólnie | 3,94 | 3,81 | 3,70 | 3,49 | 3,54 | 3,61 | 3,55 | 3,55 | 3,55 | 3,38 | 3,47 | -1,3% |
| Ropa naftowa | 1,97 | 1,87 | 1,77 | 1,69 | 1,65 | 1,71 | 1,64 | 1,68 | 1,65 | 1,51 | 1,51 | -2,6% |
| Gaz ziemny | 1,47 | 1,41 | 1,41 | 1,24 | 1,23 | 1,27 | 1,30 | 1,28 | 1,33 | 1,30 | 1,26 | -1,5% |
| Węgiel | 0,31 | 0,34 | 0,34 | 0,38 | 0,46 | 0,43 | 0,39 | 0,35 | 0,27 | 0,17 | 0,2 | -2,8% |
| OZE | 0,15 | 0,15 | 0,14 | 0,14 | 0,16 | 0,17 | 0,19 | 0,21 | 0,26 | 0,36 | 0,43 | 11,1% |

Źródło: BP Statistical Review of World Energy 2022, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/en-ergy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> [dostęp: 11.09.2023].

Tab. 1.3. Polska – konsumpcja w EJ

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2011–2021 średnia zmiana roczna |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|---------------------------------------|
| Ogólnie | 4,22 | 4,10 | 4,11 | 3,96 | 4,00 | 4,18 | 4,34 | 4,39 | 4,27 | 4,08 | 4,44 | 0,5% |
| Ropa naftowa | 1,16 | 1,11 | 1,04 | 1,04 | 1,09 | 1,20 | 1,30 | 1,33 | 1,36 | 1,29 | 1,38 | 1,8% |
| Gaz ziemny | 0,59 | 0,63 | 0,63 | 0,61 | 0,62 | 0,66 | 0,69 | 0,72 | 0,75 | 0,76 | 0,84 | 3,5% |
| Węgiel | 2,30 | 2,14 | 2,23 | 2,07 | 2,04 | 2,07 | 2,08 | 2,09 | 1,86 | 1,72 | 1,8 | -2,0% |
| OZE | 0,15 | 0,19 | 0,19 | 0,22 | 0,24 | 0,23 | 0,24 | 0,24 | 0,28 | 0,30 | 0,32 | 8,1% |

Źródło: Jak do tab. 1.2.

niewiele ponad 40%. Ograniczenie zużycia było jednakże w mniejszym stopniu wynikiem refleksji środowiskowej, co ugięciem się przed presją otoczenia zewnętrznego. To pod jego wpływem władze Polski zawarły stosowne umowy międzynarodowe w sprawie dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego i ograniczeniu jego negatywnego oddziaływania na atmosferę, a także wody i gleby. Świadectwem tego stanu rzeczy był z jednej strony opór i podziały wśród gremiów rządowych związane z parafowaniem porozumień, a z drugiej protesty społeczne wymierzone w proces odchodzenia od węgla wszczynane przez przedstawicieli grup zawodowych związanych z górnictwem węglowym.

Za podobieństwo związane ze specyfiką wykorzystania nośników energii w obu państwach poczytać można też szybki wzrost zainteresowania OZE i pochodzącą stąd produkcją. Tak jak w przypadku procesu dekarbonizacji jest to trend powszechny i wynika częściowo z postępu technologicznego²⁵. Biorąc pod uwagę tzw. ustawę odległościową z 2016 roku, która de facto ograniczyła możliwości rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w Polsce, oraz wprowadzenie w 2022 roku niekorzystnych zasad rozliczeń dla prosumentów zainteresowanych instalacjami fotowoltaicznymi, działania władz intencjonalnie hamują rozwój tego kierunku energetyki.²⁶ Dyferencja między obu państwami jest złożona i nie sprowadza się do odmiennego rozłożenia akcentów w polityce energetycznej związanych z ochroną środowiska. Jest to ważny czynnik, lecz nie jedyny. W rozpatrywanym kontekście metodologii progностycznej raportów publikowanych przez światowe koncerny paliwowe warto zwrócić uwagę na zamożność danego społeczeństwa. Rzutuje ona na wielkość konsumpcji i preferencje konsumentów dotyczące typu i jakości towarów. Za przykład niech posłuży tu zużycie węglowodorowych paliw ciekłych oraz gazu ziemnego w zestawianej parze Holandii i Polski. W pierwszej zużycie ropy naftowej i jej produktów uległo w rozpatrywanym okresie 2011–2021 obniżeniu o średnio 2,6% rocznie, natomiast w drugiej pod-

²⁵ Globalny wymiar rosnącej popularności OZE znajduje swoje odzwierciedlenie m.in. we wzroście udziału w produkcji energii pierwotnej. Statistical Review of World Energy 2023, s. 48, <https://www.energyinst.org/statistical-review> [dostęp: 11.09.2023].

²⁶ Ustawa z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2021 poz. 2376).

niosło się odpowiednio o przeciętnie 1,8% r/r. Zużycie surowca poza transportem i produkującym dla jego potrzeb przemysłem petrochemicznym pozostawało na niemal stałym poziomie. Wszelkie zmiany i różnice powstałe w omawianym przedziale czasowym dotyczą zatem właśnie obszaru związanego z nadmienionymi obszarami aktywności gospodarczej i w pewnym uproszczeniu zamyka się w motoryzacji. Brak rzetelnych danych związanych z ich niższym niż rzeczywisty poziom konsumpcji odnotowywanym przez służby statystyczne nie może zostać wykorzystany jako tłumaczenie tego stanu rzeczy. Argument, zgodnie z którym przed 2016 rokiem do Polski trafiało wiele paliw silnikowych poza legalnym importem, można uznać za zmieniający jedynie skalę procesu, lecz nie negującym jego istnienia. Wzrost miał bowiem miejsce także w 2017 roku i w kolejnych latach, aż do ograniczenia mobilności związanej z wybuchem pandemii SARS-CoV-2, popularnie zwanego COVID-19, które wprowadzono w marcu 2020 roku. Za jedno z wyjaśnień posłużyć może różnica w preferencjach popytowych na rynku polskim i holenderskim. Dotyczy ona tak segmentu samochodów używanych, jak i nowych. Niższa niż w przypadku Holendrów zasobność portfela Polaków skutkowałą w przypadku zakupów aut z rynku wtórnego modelami wyraźnie starszymi niż te, na które się decydowali pierwsi z wymienionych, o napędach tradycyjnych²⁷. Co więcej, znacząco unikano pojazdów proekologicznych z silnikami downsizingowanymi uznawanymi za mniej trwałe. Wybory konsumentów holenderskich były całkowicie odmienne. Tu podstawowym kryterium doboru były możliwie niskie koszty utrzymania związane z zapotrzebowaniem danego typu pojazdu na paliwo i ograniczenia emisji zanieczyszczeń atmosfery²⁸. Wyjaśnieniem takiego ukierunkowania popytowego pozostają restrykcyjne środowiskowe przepisy fiskalne obowiązujące w holenderskich prowincjach,

²⁷ Import/Rejestracje używanych samochodów, por. <https://www.pzpm.org.pl/pl/Rynek-motoryzacyjny/Import-Rejestracje-uzywanych-samochodow> [dostęp: 11.09.2023], <https://www.pzpm.org.pl/pl/Rynek-motoryzacyjny/Rejestracje-Pojazdow/OSOBOWE-i-DOSTAWCZE> [dostęp: 11.09.2023].

²⁸ Holandia: 2/3 sprzedanych samochodów w 2023 r. było elektryczne, <https://energetyka24.com/elektromobilnosc/wiadomosci/holandia-23-sprzedanych-samochodow-w-2023-r-bylo-elektryczne> [dostęp: 11.09.2023].

zgodnie z którymi stawki opłat są tym wyższe, im niższe normy emisyjne spełnia dany typ samochodu²⁹.

Żaden z nadmienionych czynników, tj. zamożność społeczeństwa czy też przepisy prawa administracyjnego z powiązanymi z nimi sankcjami finansowymi, nie powinien pozostawać poza obszarami prognostycznymi. Oczywiście biorąc pod uwagę takie determinanty jak zasobność nabywców, szacunki przyszłej konsumpcji będą zależne od koniunktury gospodarczej w przyszłości, czyli kolejnej zmiennej wymagającej analitycznie opracowanych przewidywań związanych z sytuacją na rynkach globalnych i lokalnych etc.

Zestawiając z punktu widzenia prognostycznego dane Polski i Holandii dotyczące konsumpcji energii wg źródeł jej pochodzenia, wśród dyferencji w parze z ropą naftową wymieniony został gaz ziemny. Surowiec ten jako najczystsze z paliw kopalnych postrzegany jest jako łącznik między czasami energetyki opartej na wydobywanych z ziemi nośnikach a przyszłością pokładaną w OZE³⁰. Wygodny w użyciu i nienastępujący kłopotliwych odpadów stał się atrybutem transformacji sektora w pionie elektroenergetyki i ciepłownictwa. Stąd też w kontekście rozwoju branży popyt na niego jest w praktyce nieograniczony, tak w Polsce, jak i na świecie³¹. Analizując wielkości zużycia przedstawione w tab. 1.2. i 1.3, łatwo dostrzec zgoła odmienny trend w obu porównywanych systemach energetycznych. W Holandii sukcesywnie spadała konsumpcja „błękitnego paliwa”, natomiast w Polsce rosła. Odnosząc to do schematu 1.1 przedstawiającego model transformacji, można interpretować pierwszy z wymienionych przypadków jako wejście w procesie przebudowy systemu na etap, w którym produkcja energii elektrycznej generowanej z zasobów odnawialnych zaczyna zastępować tę wytwarzaną z „błękitnego paliwa”, natomiast druga byłaby w takiej perspektywie jeszcze w fazie wzrostowej

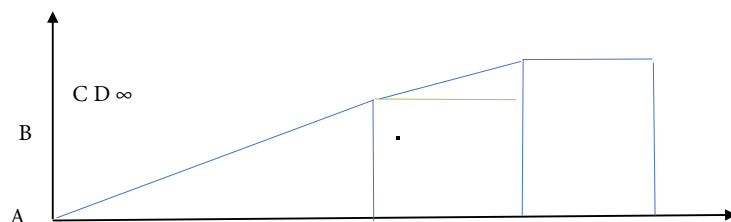
²⁹ Czym jest i kto zapłaci podatek drogowy w Holandii? Ile wynosi w 2024 roku?, <https://holandia.org/podatek-drogowy-holandia-czym-jest-kto-go-placi-ile-wynosi-w-2021-roku/> [dostęp: 11.12.2024].

³⁰ A. Szurlej, E. Mokrzycki, *Ekologiczne i energetyczne oraz ekonomiczne aspekty stosowania układów wykorzystujących gaz ziemny*, „Polityka Energetyczna” 2003, s. 202–204.

³¹ J. Lewandowski, *Gaz ziemny*, „ACADEMIA – Magazyn Polskiej Akademii Nauk” 2021, 71.

konsumpcji gazu ziemnego. Znajdowałyby się na niższym poziomie zaawansowania procesu przejścia elektroenergetyki z systemu wytwórczego bazującego na kopalinach do produkcji „czystej” energii elektrycznej przy wykorzystaniu OZE.

W istocie przedstawiony poniżej schemat 1.1 zgodnie z swą charakterystyką jest uproszczonym obrazem procesu. Nadmienionej dla Holandii redukcji zużycia gazu ziemnego towarzyszy zgodnie z założeniem wzrost produkcji energii elektrycznej z OZE. W przypadku Polski konsumpcja jest coraz wyższa. W myśl przedstawionych założeń państwo znalazło się na etapie transformacji charakteryzującym się eliminacją na rzecz „błękitnego paliwa” poszczególnych komponentów mixu energetycznego. Oznaczałoby to zgodnie z analizowaną koncepcją stopniowe obniżenie się ich konsumpcji, a z czasem całkowite wykluczenie. Tymczasem odnotowano wzrost zużycia ropy naftowej. Spadek dotyczył wyłącznie węgla kamiennego, surowca eliminowanego administracyjnie w ramach programu dekarbonizacji. Nastąpił on przy jednoczesnym widocznym podniesieniu poziomu całkowitego zużycia energii. W przypadku Holandii przeciwnie, konsumpcja uległa obniżeniu.



- A – okres, w którym energia elektryczna generowana jest niemal wyłącznie z paliw kopalnych, wyjątkiem jest hydroenergetyka
- A-B – okres, w którym w mixu energetycznego eliminowane są kolejne nośniki energii, aż do momentu, gdy pozostają w nim tylko gaz ziemny i OZE
- B – moment, od którego energia elektryczna wytwarzana jest tylko z gazu ziemnego i OZE
- B-C – okres, w którym spada do zera udział gazu ziemnego w procesie wytwarzania energii elektrycznej
- C – moment, od którego energia elektryczna wytwarzana jest tylko z OZE
- C-D – okres, w którym produkcja energii elektrycznej generowanej z OZE utrzymywana jest na stałym poziomie, a mix OZE jest zróżnicowany
- D – moment, w którym jedno ze źródeł mixu (OZE) dominuje i staje się bodźcem rozwojowym dla całego sektora wytwórczego elektroenergetyki
- D-∞ – wzrost produkcji energii elektrycznej, przy jednoczesnym spadku udziału w mixie wszystkich źródeł poza wiodącym.

Schemat 1.1. Model transformacji energetycznej, w którym gaz ziemny odgrywa rolę paliwa okresu przejściowego

Źródło: opracowanie własne

Jedną z możliwych interpretacji tego stanu rzeczy jest przyjęcie założenia, zgodnie z którym ubóstwo energetyczne w Polsce pozostawało zjawiskiem bardzo rozległym i dotyczyło pokaźnej części społeczeństwa³². Na tyle rozległej, by swym oddziaływaniem wpływać na kształt zachodzącej w kraju transformacji energetycznej. Rozwój gospodarczy Polski w omawianej dekadzie przyczynił się do wzrostu zamożności mieszkańców kraju, co nie pozostało bez wpływu na skalę, w jakiej występował nadmieniony problem. Jego redukcja, tak jak i cała będąca konsekwencją poprawy sytuacji finansowej ludności rosnąca konsumpcja paliw naftowych, gazu ziemnego czy energii elektrycznej, zdeterminowały proces zmian zachodzących w sektorze.

Model przemian przedstawiony na schemacie 1.1 staje się w tym kontekście formułą dla państw rozwiniętych. Nie przystaje do schematu rynków wschodzących, gdzie dynamicznie rosnący popyt na energię odbiorców indywidualnych wskazuje na brak ich nasycenia i prawdopodobne dalsze podnoszenie poziomu konsumpcji tamtejszego społeczeństwa.

1.4. Zniekształcenia prognostyczne

Założenia metodologiczne BP (a obecnie zastępującego go The Energy Institute Statistical Review of World Energy³³) dla prognoz zużycia nie do końca spełnią przypisaną im rolę także w okolicznościach związanych z postępem technicznym. Nieścisłość tkwi w założeniu, zgodnie z którym zapotrzebowanie na będzie się utrzymywało na niemalejącym poziomie, gdyż jest wypadkową zmian demograficznych i zamożności społeczeństwa, a przynajmniej te ostatnie wykazują stałą tendencję wzrostową. Nie uwzględnia ono zmian technologicznych i konkurencyjności ekonomicznej oraz użytkowej OZE. Nawet jeśli pierwsze w naszej perspektywie pozostaną słabo lub zupełnie niedostrzegalne, a drugie stawiają szereg ograniczeń wynikających z powiązania z warunkami przyrodni-

³² A. Górka, *Unia Europejska wobec problemu ubóstwa energetycznego w wybranych państwach członkowskich*, Poznań 2019, ss. 292.

³³ The Energy Institute Statistical Review of World Energy, <https://www.energyinst.org/statistical-review/about> [dostęp: 11.09.2023].

czymi, to dokonujący się na tych polach progres w bardzo bliskiej czy też trochę dalszej przyszłości znajdzie swoje odzwierciedlenie w danych popytowych.

Odniesienie do zjawiska dającego się określić mianem zaangażowania technologicznego, bo tak też należałoby interpretować przebytą drogę sektora elektroenergetycznego w procesie jego transformacji, jest tożsame zatem z miejscem, w jakim się na niej znalazł. Im prace nad nią są dalej posunięte, tym zapotrzebowanie na gaz ziemny staje się niższe, jeśli pozostaje on jedynym wykorzystywanym paliwem kopalnym.

Oczywiście dzieje się tak po osiągnięciu pułapu, w którym „błękitne paliwo” zastępowane jest przez źródła odnawialne. Popyt na nie będzie rósł i to z dużą dozą prawdopodobieństwa bez względu na sytuację polityczną na świecie. Decyduje o tym z jednej strony łatwość w użyciu, a z drugiej przewaga, jaką za sprawą swej niższej szkodliwości dla środowiska naturalnego ma nad paliwami stałymi i ciekłymi (patrz podrozdział gaz ziemny).

Raport BP, podobnie jak podobne mu sprawozdania dotyczące rynku międzynarodowego, generowane są na podstawie danych zbieranych w poszczególnych państwach. O ile koncerty i publikujące je agencje orientują się w stosowanej metodologii gromadzenia informacji przez wyspecjalizowane w danym kraju instytucje czy organy, o tyle nie posiadają możliwości weryfikacji merytorycznej zawartości przekazów. Zniekształcona sprawozdawczość, która nie odzwierciedla rzeczywistego stanu, wpływa negatywnie na rzetelność międzynarodowych opracowań opierających się na tych danych statystycznych. BP i jej Statistical Review jest ofiarą, i to niejedyną. Za przykład posłużyć może po raz kolejny Polska. Przez lata poważnym problemem pozostawał tu nielegalny import paliw³⁴. Działania prawne i administracyjne likwidujące przynoszący

³⁴ Z danych statystycznych GUS wynika, że w latach 2012–2014 w Polsce odnotowano spadek krajowego zużycia paliw, mimo stałego wzrostu PKB oraz spadku cen ropy naftowej na rynkach światowych. Jedynym wyjaśnieniem był tu rozwój szarej i czarnej strefy. Do Polski trafiało nieopodatkowane paliwo z importu, które, ze względu na brak obciążeń fiskalnych, było tańsze niż pochodzące z legalnych źródeł. NIK o zapobieganiu nielegalnemu obrotowi paliwami ciekłymi, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/nik-o-zapobieganiu-nielegalnemu-obrotowi-paliwami-cieklymi.html> [dostęp: 11.09.2023].

straty dla Skarbu Państwa proceder zaczęły obowiązywać od 2016 roku. BP, a także inne agencyjne opracowania wykorzystujące dotąd niepełne dane zaczęły odtąd otrzymywać dane dotyczące sprzedaży detalicznej oraz konsumpcji płynnych węglowodorów generowane po uszczelnieniu systemu celno-skarbowego. Natychmiast też odnotowały znaczący wzrost obrotów produktami naftowymi w Polsce³⁵.

Tab. 1.4. Konsumpcja ropy naftowej w Polsce. dane BP i EIA

| Rok | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-----|------|------|------|------|------|------|
| BP | 605 | 662 | 685 | 702 | 664 | 713 |
| EIA | 582 | 658 | 680 | 698 | 661 | 702 |

W dużym uproszczeniu jako jedną z głównych przyczyn błędów prognostycznych popełnianych w procesie ustalania potencjalnych średnio- oraz długookresowych scenariuszy jutra należy wskazać niepoprawne dane wyjściowe, na podstawie których są sporządzane. Źródeł niepoprawnych przewidywań jest jednakże znacznie więcej, można je wyliczać długo. Nierzadko wynikają one ze zmian instytucjonalno-prawnych zachodzących w okresie gromadzenia i przetwarzania informacji niezbędnych do ich sporządzenia. Taki stan rzeczy nader często pociąga za sobą zmiany praktyk handlowych wynikających z konieczności dostosowania ich do nowych przepisów. W konsekwencji kreowany obraz przyszłości przestaje być spójny z założeniami początkowymi i zostaje za sprawą pojawienia się nowych okoliczności zniekształcony.

1.5. Konsumpcja a zapotrzebowanie

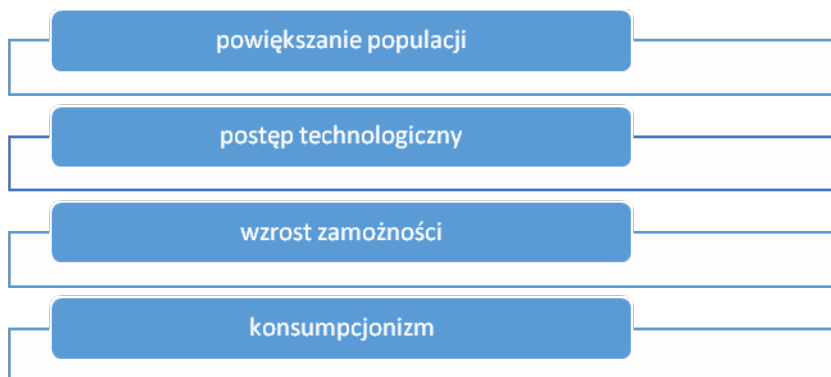
W wymiarze globalnym zapotrzebowanie na energię pierwotną systematycznie wzrasta. Co ważne i warte podkreślenia, jest to zjawisko stałe i nie sposób dostrzec jego kres. Nie ma i trudno sobie nawet wyobrazić wielkość, która mogłaby uchodzić za maksymalną i końcową. Przyczyny tego stanu rzeczy tkwią w ludzkiej naturze. Energia pierwotna jest dobrem, które we współczesnym świecie warunkuje możliwość wytwarzania

³⁵ Co znalazło swoje odzwierciedlenie w raportowanych danych.

innych, tj. towarów, usług etc.³⁶. Popyt na nią jest w takiej okoliczności pośrednio generowany przez potrzeby ich posiadania. Obowiązujący liberalny model rozwoju gospodarczego nie zakłada możliwości ich zaspokojenia, a co za tym idzie i nasycenia rynku energią pierwotną.

Nie należy zatem spodziewać się szczytu zużycia na kształt przewidywanych maksimów wzorem prognoz dotyczących paliw kopalnych. Popularne już w latach 70. XX wieku teorie tzw. naftowych pików przedstawiały wizje osiągnięcia pewnego pułapu wydobycia tego surowca (patrz. rozdz. 3). Przyjmowano założenie, zgodnie z którym wraz z kurczeniem się zasobów naturalnych nośnika jego cena będzie rosła, redukując popyt aż do momentu w którym ustanie jego podaż. O ile scenariusz taki w odniesieniu do wydobywanych węglowodorów czy też węgla należało uznać za logicznie spójny i mieszczący w sobie rzeczywiste ryzyko spełnienia, o tyle w przypadku uogólnionej energii pierwotnej takie zagrożenie współcześnie już nie występuje.

W znaczącym stopniu zawdzięczamy to OZE, które, jak już sama nazwa wskazuje, z definicji są niewyczerpalne. Zgodnie z założeniem dokonującej się transformacji ich udział w miksie energetycznym będzie



Schemat 1.2. Podstawowe determinanty zapotrzebowania na energię pierwotną

Źródło: Opracowanie własne.

³⁶ W tym wymiarze trudno ją uznać za klasyczne „dobro” podlegające regułom rynkowym, por. R. Riedel, *Czy energia to naturalny monopol? – modelowe ujęcie rynku elektroenergetycznego*, „Energetyka” 2010, nr 2, s. 79–80.

się systematycznie zwiększał i, jak wspomniano, docelowo zastąpią one wszystkie używane dotąd paliwa kopalne.

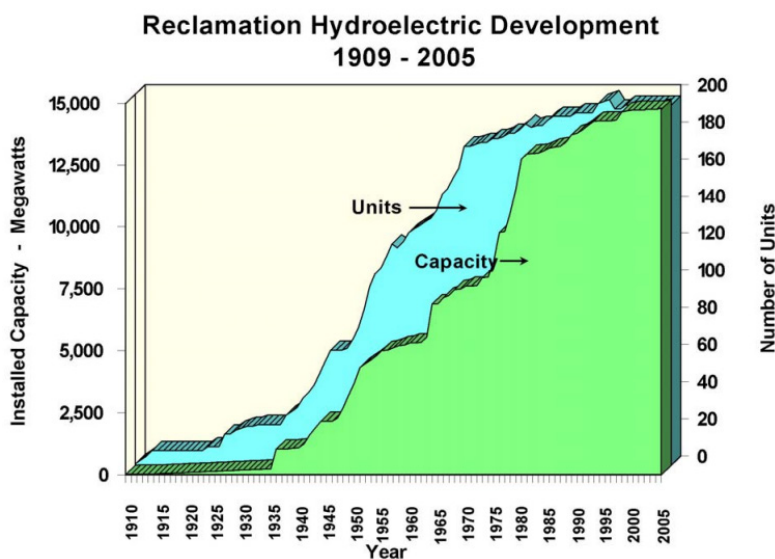
Potencjał stojący za źródłami odnawialnymi nie ma limitu, tak jak i nie ma go samo zapotrzebowanie na energię. Będzie ono rosło. Czynniki determinującymi ten progres pozostają niezmiennie od dekad: dynamicznie powiększająca się populacja ludzi, postęp techniczny oraz wzrost zamożności społeczeństw, przy jednoczesnej dominacji konsumpcyjnego stylu życia³⁷.

1.6. Cena energii jako regulator popytu

Potencjalnym ogranicznikiem dynamiki wzrostu zapotrzebowania na energię pozostanie niezmiennie jej cena. Będzie ona nadal uwarunkowana kosztami wytworzenia. Oczekiwania, według których po dokonaniu się transformacji nastąpi marginalizacja ich znaczenia ze względu na odnawialny charakter źródeł wykorzystywane do generowania każdej powstałej MWh, są nacechowane idealizmem. Dotychczasowe doświadczenia nie potwierdzają tego. Energetyka oparta na odnawialnych źródłach nie jest przecież nowością. Reprezentowana przez hydroenergetykę obecna jest już od niemal półtora wieku. Pojawiła się wraz z na-

³⁷ Literatura przedmiotu jest bardzo szeroka, podobnie jak spektrum czynników odpowiedzialnych za wzrost zapotrzebowania. Prócz nadmienionych w tekście (rys. 1.1) eksponowane miejsce zajmują te dotyczące sytuacji kształtującej się w ostatniej dekadzie. Wymieniane są tu m.in.: dostępność za sprawą rozwoju systemu bankowego do kapitału inwestycyjnego, zmiany klimatyczne, rozwój przemysłu etc. Więcej na ten temat zob.: Y.A. Samuel, O. Manu, T.B. Wereko, *Determinants of Energy Consumption A Review*, „International Journal of Management Sciences” 2013, Vol. 1, No. 12, s. 482–487; D.E. Shove, G. Walker, *What Is Energy For? Social Practice and Energy*, „Energy & Society” 2014, Vol. 31, Issue 5, s. 41–58; A. Zaharia, M.C. Diaconeasa, L. Brad, G.R. Lădaru, C. Ioanăș, *Factors Influencing Energy Consumption in the Context of Sustainable Development*, „Sustainability” 2019, Vol. 11(15), 4147, <https://www.mdpi.com/2071-1050/11/15/4147/htm> [dostęp: 2.01.2020]; X. Labandeira, J.M. Labeaga, X. López-Oteroa, *A meta-analysis on the price elasticity of energy demand*, „Energy Policy” 2017, Vol. 102, s. 549–568; Ch. Weber, A. Perrels, *Modelling lifestyle effects on energy demand and related emissions*, „Energy Policy” 2010, Vol. 28, Issue 8, s. 549–566.

rodzinami elektroenergetyki komercyjnej. W pierwszych dekadach XX wieku generowano z niej ponad 40% energii elektrycznej w USA³⁸. Nigdy później tak znaczącej części rynku nie udało się zaspokoić produkcją ze źródeł odnawialnych, nawet biorąc pod uwagę wszystkie jej rodzaje łącznie. Tak wtedy, jak i współcześnie jej cena przykładowej kilowatogodziny nie odbiegała od tej wytworzonej z tradycyjnych paliw. W zależności od stanu oscylowała w przedziale 0,06–0,08 USD. Nie różniła się chociaż elektrownie wodne były bardziej niezawodne a ich eksploatacja nie niosła za sobą kosztów surowcowych³⁹.



Rys. 1.1. Moc zainstalowana i produkcja elektrowni wodnych w Stanach Zjednoczonych

Źródło: Hydroelectric Power, <https://www.usbr.gov/power/edu/pamphlet.pdf> [dostęp: 25.12.2022], s. 20, Bureau of Reclamation – www.usbr.gov.

Pozostawały jedynie koszty inwestycji i eksploatacyjne oraz coś, co dałby się określić mianem *ekonomicznego ducha epoki*, którym prze-

³⁸ Hydroelectric Power, <https://www.usbr.gov/power/edu/pamphlet.pdf> [dostęp: 25.12.2022].

³⁹ R. Stompf, *Hydroelectricity of the 20th Century*, <https://www.fuergy.com/> [dostęp: 25.12.2022].

pełniona była Ameryka przed wielkiego kryzysu. W pewnym uproszczeniu jego istotą były wysokie marże i zyski przy daleko posuniętym braku wrażliwości wobec kwestii socjalnych. Bezpośrednie analogie do sytuacji sprzed wieku nie mają tu jednakże większego sensu, zważywszy na panujące wówczas zgoła odmienne od dzisiejszych realia społeczne i rynkowe, a co się z nimi łączy wielkość i strukturę popytową, np. dominacja popytu ze strony gospodarstw domowych i punktów usługowych wykorzystujących energię elektryczną niemal wyłącznie w celach oświetleniowych ze względu na wysokie ceny sprzętu AGD i wynikającej stąd ich ograniczonej dostępności dla szerszych mas⁴⁰.

Gros elementów odpowiadających przed wiekiem za wysokie ceny energii współcześnie nie występuje bądź siła ich oddziaływania wyraźnie została zredukowana. Bezpowrotnie minął czas traktowania energii elektrycznej w kategorii dobra luksusowego, podobnie jak domowych urządzeń nią zasilanych. Ponadto w istotny sposób zmianie uległo też jej zastosowanie, tak dla użytkowników indywidualnych, jak i instytucjonalnych. Zestawiając ze sobą nakłady ponoszone wówczas i dzisiaj na wytworzenie każdej kolejnej jednostki mocy generowanej w hydroelektrowniach, różnice są bardzo czytelne. Nowe technologie wydatnie obniżyły koszty inwestycyjne we wszelakie moce wytwórcze, także te zasilane źródłami odnawialnymi. Podniosły ich sprawność. Mniejsze rozmiary i wydajniejsze urządzenia stały się zarazem też tańsze w eksploatacji. Gruntownej przebudowie uległ też system dystrybucji i handlu. Energia elektryczna stała się standardowym dobrem notowanym na giełdzie. Upowszechnienie obrotu nią uwolniło mechanizmy rynkowe kształtowania cen. Konkurencja wydatnie zredukowała możliwości stosowania wysokich marż i generowania wynikających z nich ponadprzeciętnych zysków od każdej dostarczonej odbiorcy kilowatogodziny. Zmiany przepisów prawnych, powstanie instytucji chroniących konsumentów przed znowami monopolistycznymi czy kartelizacją skutecznie zaczęło chronić przed powrotem do stanu poprzedniego. Za sprawą oddziaływania politycznego zmienił się także nadmieniany brak wrażliwości społecz-

⁴⁰ R.C. Tobey, *Technology as Freedom The New Deal and the Electrical Modernization of the American Home*, California 1997, s. 17, <http://ark.cdlib.org/ark:/13030/ft5v19n9w0/> [dostęp: 11.09.2023].

nej, co znalazło swoje odzwierciedlenie w maksymalnych taryfach na energię elektryczną, jej dotacjach. Nadało to nowe oblicze gospodarcze energetyce XXI wieku.

1.7. Energia pierwotna ze źródeł odnawialnych i jej zastosowanie

Jak już wspomniano, energia pierwotna pozyskiwana jest z odnawialnych i nieodnawialnych zasobów naturalnych. Pierwsza z wymienionych związana jest z produkcją, która otrzymywana jest dzięki wykorzystaniu procesów zachodzących w przyrodzie oraz utylizacji odpadów. Obejmuje ona przetwarzanie biomasy⁴¹ oraz otrzymywanych z niej paliw i gazów, palnych pozostałości pochodzących z komunalnych składników biodegradowalnych, a także ruchu wody, promieniowania słonecznego, sił wiatru oraz ruchu powietrza, fal morskich potencjału przyływów i odpływów⁴². W układzie historycznym i przestrzennym istnieją różnice co do tego, jakie źródła zalicza się do odnawialnych⁴³.

Poza biopaliwami, a precyzyjniej: biokomponentami dodawanymi do węglowodorowych paliw płynnych, odnawialne źródła wykorzystywane są niemal wyłącznie w elektroenergetyce⁴⁴. Ich zastosowanie, wyjąwszy

⁴¹ K. Hakala, M. Kontturi, K. Pahkala, *Field Biomass as Global Energy Source*, „Agricultural and Food Science” 2009, Vol. 18, No. 3–4, s. 347–368.

⁴² Więcej zob.: A. Harjanne, J.M. Korhonen, *Abandoning the concept of renewable Energy*, „Energy Policy” 2019, Vol. 127, s. 330–340; A. Verbruggen, M. Fischedick, W. Moomaw, T. Weir, A. Nadaï, L.J. Nilsson, J. Nyboer, J. Sathaye, *Renewable energy costs, potentials, barriers: Conceptual issues*, „Energy Policy” 2010, Vol. 38, Iss. 2, s. 850–861; H. Du, P. Huang, P. Jones, *Modular facade retrofit with renewable energy technologies: The definition and current status in Europe*, „Energy and Buildings” 2019, Vol. 205 oraz Directive 2001/77/EC of European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market (Official Journal of the European Communities. L283/33).

⁴³ W Polsce reguluje to art. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2015 poz. 478).

⁴⁴ Zalety biopaliw i bioodpadów związane ze spalaniem w silnikach spalinowych wynikają przede wszystkim z jakości samego procesu, patrz: M.S. Struś, *Oce-*

geotermię w ciepłownictwie i etanol w transporcie, ma wymiar marginalny⁴⁵. Pewnym odstępstwem od reguły są paliwa płynne pochodzenia roślinnego wykorzystywane jako ulepszcacz czy substytut nadmienianych wcześniej produktów naftowych⁴⁶. Tego rodzaju zaszeregowanie ogra-

na wpływu biopaliw na wybrane właściwości eksploatacyjne silników o zapłonie samoczynnym, Wrocław 2012, s. 16–22. Sam ekonomiczny wymiar dodawania biokomponentów do paliw węglowodorowych w państwach niedysponujących własnymi zasobami ropy naftowej czy gazu ziemnego nie jest kwestionowany. Por. *Ibidem*, s. 15, a także J. Hill, E. Nelson, D. Tilman, S. Polasky, D. Tiffany, *Environmental, economic, and energetic costs and benefits of biodiesel and ethanol biofuels*. Proc Natl Acad Sci USA 2006 July, 25; 103(30), 11206–10, <https://www.pnas.org/content/pnas/103/30/11206.full.pdf> [dostęp: 15.12.2021]. W przypadku dostępu do tego surowca stosowanie zamienników pochodzenia roślinnego jest konsekwencją częstokroć wyboru ideologicznego, a nie rachunku ekonomicznego. W. Piekarski, G. Zając, *Możliwości wykorzystania biopaliw płynnych do zasilania silników spalinowych*, „Autobusy – technika, eksploatacja, systemy transportowe” 2011, nr 10, s. 353.

Odnosi się to przede wszystkim do państw, w których koszt pozyskania ropy naftowej czy gazu ziemnego jest stosunkowo niski. Azerbejdżan przez wzgląd na położenie pokładów surowca jest tego przykładem. Brak pokładów określanych mianem *high deep water*. Tak w przypadku Shah Deniz, jak i ACG jedynie ostatnie (Gunashli) kwalifikuje się jako *deep water*. Por. BP Azerbaijan, https://www.bp.com/en_az/azerbaijan/home/who-we-are/operationsprojects/acg2.html#accordion_6 [dostęp: 19.11.2021]. Na przeciwnym biegunie znajdują się natomiast państwa, które dysponują potężnym potencjałem agrarnym i przyrodniczo predestynowane są do wykorzystania tego atutu w zaopatrzeniu energetycznym, a wydobywanie surowców węglowodorowych pozostających w ich dyspozycji jest ponadprzeciętne ze względu na umiejscowienie tych pokładów. Por. A. Demirbas, *Political, economic and environmental impacts of biofuels: A review*, „Applied Energy” 2009, 86, s. 111.

⁴⁵ Pewnymi wyjątkami są tu Stany Zjednoczone i Brazylia. W państwach tych jeździ po drogach ponad 6 mln samochodów dostosowanych do spalania mieszaniny tradycyjnych benzyn naftowych i bioetanolu nawet na poziomie 85%. Por. L.B. Aguilar, H.M. Campos, I.R. Leyva, H.L. Gutierrez, R.S. Esquivel, *Global Social and Economic Impact on The use of Biofuels and Recommendations for Sustainability*, „Global Journal of Research In Engineering Automotive Engineering” August 2011, Vol. 11, Issue 5, s. 24.

⁴⁶ Nawet w państwach Unii Europejskiej zwracających szczególną uwagę na kwestie środowiskowe ich udział na rynku paliwowym nie przekracza kilku procent, zwykle wahając się w przedziale 2–7%. Patrz: Share of renewable energy consumption in transport, https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/share-of-renewable-energy-consumption-1#tab-chart_1 [dostęp: 29.12.2021].

nicza ich znaczenie w międzynarodowych stosunkach gospodarczych⁴⁷. Przypadające im miejsce w analizie sytuacji rynku energetycznego określone jest pozycją produktu końcowego, czyli energii elektrycznej. Handel nią, ze względu na prawa fizyki, odbywa się na stosunkowo niewielkich odległościach. Stąd też na obecnym etapie rozwoju techniki hydroenergetyka, produkcja biomasy czy też wykorzystywanie promieniowania słonecznego bądź siły wiatru to komponenty rynków wewnętrznych. Handlowo tożsame są one z zasięgiem transgranicznego obrotu energią elektryczną⁴⁸, co terytorialnie w podejmowanym kontekście nadaje tej gałęzi wytwórczej w elektroenergetyce wpływ ograniczony do oddziaływania na możliwość zaspokajania potrzeb w państwach ościennych bądź regionie geograficznym. Jest to jedna z okoliczności, która ogranicza udział OZE w globalnym zużyciu energii. Biomasa i etanol pozostają jedynymi produktami obecnymi w ponadregionalnym handlu.

Przyczyn takiego stanu rzeczy należy doszukiwać się m.in. w samej problematyce użycia paliw alternatywnych. Por. A. Kołodziej, M. Jaroszyński, *Biopaliwa: aspekty technologiczne, ekonomiczne i prawne*, „Prace Naukowe ICh PAN” 2010, 14, 59–76, s. 60.

⁴⁷ W dużej mierze sprowadza się wyłącznie do handlu biomasą służącą do ich produkcji: E. Krasuska, M. Rogulska, *Biopaliwa w zrównoważonej biogospodarce*, „Studia Ecologiae et Bioethicae” 2017, R. 15, z. 3, s. 99–100.

⁴⁸ Np. W. Antweiler, *Cross-border trade in electricity*, „Journal of International Economics” 2016, Vol. 101, s. 42–51, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022199616300423> [dostęp: 19.08.2021]. Podobny problem dotyka także europejskich sieci. Patrz: H. Bahar, J. Sauvage, *Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe*, OECD Trade and Environment Working Papers, No. 2013/02, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/5k4869cdwnzr-en> [dostęp: 19.08.2021]. Ich synchronizacja nie jest tożsama z możliwością bezpośredniej wymiany między niepowiązаныmi ze sobą systemami. Stąd wstępnym działaniem jest powołanie lokalnych rynków nieobejmujących całego Starego Kontynentu, a jedynie jego część. Por. T. Motowidlak, *Rozwój rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej*, „Rynek Energii” luty 2014, <https://www.cire.pl/pliki/2/01motowidlaku.pdf> [dostęp: 19.08.2021].

1.8. Dostęp do odnawialnych źródeł energii

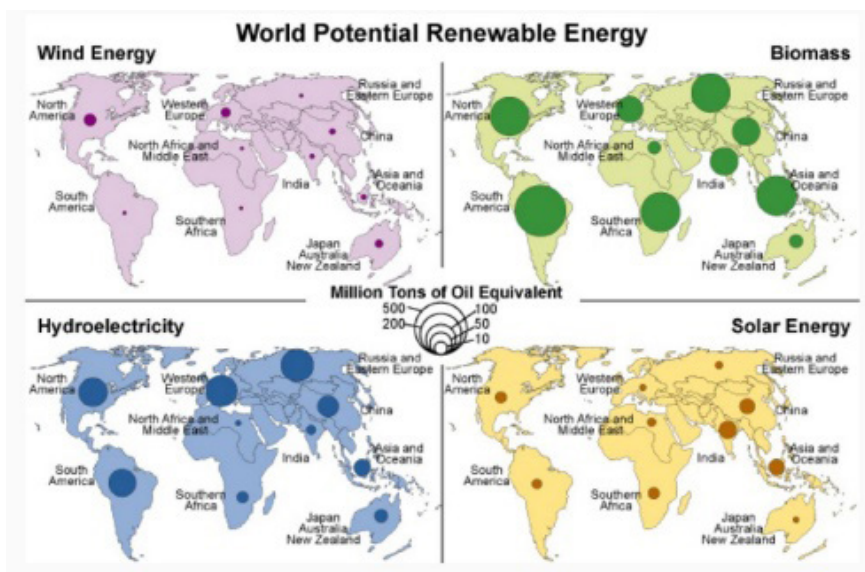
Śledząc i analizując zachodzące zmiany, rodzi się pytanie o przyczyny braku szybkiego spadku cen energii elektrycznej na rynku. Dlaczego tak się nie dzieje, jeśli coraz większa jej część jest uzyskiwana z OZE, a okoliczności sprzed wieku odpowiedzialne za wysokie jej stawki zostały w sposób istotny zneutralizowane lub wręcz wyeliminowane?

Najprostsza odpowiedź brzmi, winne jest stale rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, w dalszej kolejności inwestycje w jej źródła wytwórcze, a precyzyjniej ich liczbę i rentowność.

Przybierający na sile popyt ma charakter powszechny i globalny, podczas gdy dostęp do paliw kopalnych nigdy nie był sprawiedliwy, nawet w obrębie jednego regionu, co uwidacznia się choćby na przykładzie Bliskiego Wschodu. W przypadku odnawialnych źródeł ten podział tylko pozornie zdaje się bardziej wyrównanym. W istocie tu też dyferencja jest znacząca i to w odniesieniu do tego samego zakątka świata i państw sąsiadujących ze sobą. Bieg rzek czy ukształtowanie terenu – czynniki kształtujące potencjał energetyki wodnej czy wiatrowej mogą znacząco odbiegać od siebie, będąc w bezpośredniej bliskości. Analizując uwarunkowania rozwoju energetyki odnawialnej i zestawiając je, nietrudno dostrzec ogromną dyferencję, jaka istnieje w świecie. Potencjał rozwojowy rozkłada się bardzo nierównomiernie (rys. 1.2). Taki stan rzeczy dotyczy każdej ze wskazanych na poniższym rysunku kategorii, bez względu na to, czy dana kategoria związana jest z uwarunkowaniami klimatyczno-geograficznymi⁴⁹ czy geologicznymi.

Wskazane z kolei na schemacie 1.2 determinanty przybierającego coraz widoczniej większego zapotrzebowania na energię mają charakter stały. Zmianie podlega jedynie siła, z jaką one oddziałują. Odnosi się to przede wszystkim do trzech ostatnich czynników. O ile dynamika procesów demograficznych związanych z ruchem ludności wykazuje daleko idącą inercję i jedностajność, o tyle trzy pozostałe są jej pozbawione. Szczególnie trudno byłoby zwiększoną konsumpcję przypisać postępowi

⁴⁹ M. Hoogwijk, W.H.J. Crijns-Graus, *Global Potential of Renewable Energy Sources: A Literature Assessment*, BACKGROUND REPORT – 2008, <https://www.researchgate.net/publication/237576106> [dostęp: 2.11.2019].



Rys. 1.2. Światowy potencjał energetyki odnawialnej z podziałem na rodzaje (w mln toe)

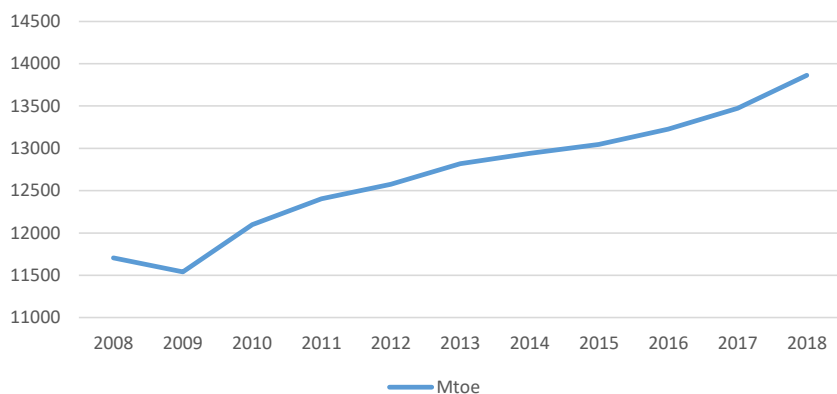
Źródło: irena.org.

technologicznemu skorelowanemu z obszarem energetyki, gdzie rzeczony progres zachodzi bardzo nierównomiernie. Prognozy i scenariusze, tak istotne dla planowania gospodarczego, są pomocne przy wskazywaniu kierunku przewidywanych zmian⁵⁰. Nie wydaje się prawdopodobne, by kiedykolwiek jednak mogły precyzyjnie ująć rynkowe następstwa implantacji naukowych osiągnięć generujących rozwój „skokowy” na polu wytwarzania czy absorpcji energii. Samo sporządzenie strategii, jak i ewentualny zarys probabilistyczny możliwych trendów pozostaje wyzwaniem w warstwie metodologicznej i praktycznej⁵¹.

Wzrost zamożności społeczeństwa czy też konsumpcjonizm, ten ostatni definiowany przez socjologów w kategoriach postawy społecznej identyfikującej niewymuszoną potrzebami egzystencjalnymi absorpcję dóbr i usług jako wyznacznik jakości życia, mogą uchodzić za zespół determi-

⁵⁰ J. Wiśniewska, *Analiza kierunków rozwoju technologii – wybrane aspekty metodologiczne*, „Studia i Prace Wydziału Nauk Ekonomicznych i Zarządzania” nr 34, 2013, s. 18–128.

⁵¹ *Ibidem*, s. 124.



Rys. 1.3. Konsumpcja energii pierwotnej w świecie (w mln ton oleju ekwiwalentnego)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review 2021.

nant, którego dynamika ma charakter cykliczny. Tworzą go naprzemienne okresy wzrostu gospodarczego oraz recesji znajdujące swój wyraz m.in. w popycie na energię.

Poza czynnikami wyszczególnionymi na schemacie 1.2 pozostają te, których oddziaływanie zachodzi w mniej lub bardziej systematycznych cyklach.

1.9. Inwestycje w moce wytwórcze i stopa zwrotu

Wymiarowi ekonomicznemu inwestycji w moce wytwórcze oraz sposobom ich obliczeń poświęcone zostały obszerne podpunkty rozdziału piętego niniejszej książki. Stąd też niniejsza część dotyczyć będzie głównie kwestii ryzyka związanego z decyzjami o rozbudowie czy też tworzeniu instalacji tego typu.

1.9.1. Podstawowe obszary ryzyka

Inwestycje w energetyce w nowe źródła wytwórcze obarczone są zagrożeniami właściwymi dla wszystkich nowych przedsięwzięć biznesowych.

Do podstawowych obszarów występowania takich zagrożeń z podziałem na ich typy należą np.:

- ekonomiczne:
 - zyski i ROI⁵²,
 - kosztorys i budżetowanie⁵³,
 - finansowanie⁵⁴,
 - oprocentowanie⁵⁵,
- techniczne:
 - technologia⁵⁶,
 - awaryjność⁵⁷,
 - integracja⁵⁸,
- regulacyjne:
 - zmiany w prawie⁵⁹,
 - zezwolenia⁶⁰,
- środowiskowe:
 - wpływ na środowisko⁶¹,
 - zielona energia⁶²,
- rynkowe:
 - ceny surowców⁶³,

⁵² Niepewność dotycząca przyszłych przychodów i zwrotu z inwestycji.

⁵³ Ryzyko nieprzewidzianych kosztów, przeszacowania lub niedoszacowania inwestycji.

⁵⁴ Możliwość problemów z pozyskaniem finansowania lub zmiana warunków kredytowych.

⁵⁵ Wahania stóp procentowych wpływające na koszty kredytu.

⁵⁶ Ryzyko związane z wyborem nieoptymalnej lub przestarzałej technologii.

⁵⁷ Możliwość częstych awarii i wysokich kosztów utrzymania.

⁵⁸ Problemy z integracją nowych instalacji z istniejącymi systemami.

⁵⁹ Ryzyko wprowadzenia nowych regulacji wpływających na rentowność inwestycji.

⁶⁰ Trudności w uzyskaniu wszystkich niezbędnych zezwoleń i pozwoleń.

⁶¹ Ryzyko związane z negatywnym wpływem na środowisko, co może prowadzić do protestów społecznych i dodatkowych kosztów kompensacyjnych.

⁶² Możliwość, że inwestycja nie spełni przyszłych wymogów dotyczących energii odnawialnej.

⁶³ Wahania cen surowców energetycznych mogą wpływać na koszty operacyjne.

- popyt na energię⁶⁴,
 - konkurencja⁶⁵,
- operacyjne:
- zarządzanie projektem⁶⁶,
 - dostępność zasobów⁶⁷.

Każde z wymienionych może okazać się newralgiczne dla urzeczywistnienia określonego projektu. W przypadku sektora energetycznego partykularnym obszarem zagrożeń stają się elementy związane z jego specyfiką, które na żadnym innym polu biznesowym nie występują z taką siłą, a jednocześnie nie oddziałują w sposób bezpośredni na całokształt funkcjonowania gospodarki. Należą do nich przyszłe ceny energii oraz rozwój technologii właściwych dla tego sektora.

1.9.1.1. Niewiadoma cen a stopa zwrotu z inwestycji

Niemniej najczęstszym pytaniem pojawiającym się w kontekście inwestycji w energetyce w moce wytwórcze jest stopa zwrotu (Return on Investment, dalej: ROI)⁶⁸. Można ją zdefiniować jako stosunek zysków netto uzyskanych z przedsięwzięcia do całkowitych poniesionych na ten cel nakładów. W gospodarce liberalnej kwestia ta ma wymiar ponadczasowy. Głównym problemem, a zarazem wyzwaniem jest tu brak znajomości cen podaży gotowego produktu w okresie oddania do użytku obiektu czy też instalacji⁶⁹. Wynika to z jednej strony z pozaekonomicznych czynników

⁶⁴ Zmiany w zapotrzebowaniu na energię elektryczną mogą wpływać na rentowność inwestycji.

⁶⁵ Ryzyko ze strony nowych graczy na rynku energetycznym lub innowacyjnych technologii.

⁶⁶ Ryzyko związane z niedostatecznym zarządzaniem projektem, opóźnieniami i przekroczeniem budżetu.

⁶⁷ Problemy z dostępnością materiałów i zasobów niezbędnych do realizacji inwestycji.

⁶⁸ Pytanie: *kiedy inwestycja się zwróci i zacznie zarabiać na siebie?* Zadawane jest sprzedawcom przydomowych mikroinstalacji fotowoltaicznych, jak i projektującym elektronicznie zawodowe: jednoznaczne precyzyjne wskazanie nie jest jednakże możliwe bez informacji dotyczących przyszłych cen.

⁶⁹ J. Michalak, *Wybrane metody wspomagające podejmowanie decyzji inwestycyjnych w energetyce*, „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 4, s. 79–80.

je determinujących, takich chociażby jak polityka, a z drugiej z braku wiedzy na temat technologii, jakie będą miały zastosowanie w okresie funkcjonowania danej elektrowni czy też ciepłowni. W pierwszym przypadku możliwości kształtowania opłat, jakie producent może pobierać od odbiorców, zadaje się nieograniczona za sprawą narzędzi, jakie ma do dyspozycji, np. fiskalne, administracyjno-prawne, środowiskowe etc. Druga z nadmienionych możliwości stanowi przeszkodę głównie dla inwestycji o wieloletnim czasie realizacji i przewidywanych do długiej eksploatacji⁷⁰.

Niepewność związana z obu elementami istotnie komplikuje kalkulacje. Szczegółowe wyprowadzenie wzoru jest obarczone koniecznością tworzenia daleko uniwersalnych algorytmów.

Założenia:

I – całkowity koszt inwestycji (CAPEX)

O – roczne koszty operacyjne (OPEX)

R – roczne przychody ze sprzedaży energii

T – okres eksploatacji instalacji w latach

D – dyskonto (stopa dyskontowa)

P – prognozowane ceny energii

S – ilość wyprodukowanej energii

Formuła dyskontowania:

$$PV = \frac{FV}{(1 + D)^t}$$

PV – wartość bieżąca

FV – wartość przyszła

D – stopa dyskontowa

t – liczba lat

ROI pozostaje tu stosunkiem zdyskontowanych przychodów do całkowitych kosztów inwestycji⁷¹, który daje się określić wzorem:

$$I = \frac{\sum_{t=1}^T (R_t - O_t) - I}{(1 + D)^t}$$

⁷⁰ W kontekście elektrowni węglowych por. I. Styn, *Zewnętrzne bariery wzrostu wartości elektrowni zawodowych w Polsce*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu 48 Zarządzanie finansami firm: teoria i praktyka” 2009, s. 773.

⁷¹ Por. J. Michalak, *Wybrane metody...*, *op.cit.*, s. 83–84.

gdzie:

R_t – prognozowane roczne przychody ze sprzedaży energii w roku t

O_t – roczne koszty operacyjne w roku t

T – całkowity okres eksploatacji instalacji

I – całkowity koszt inwestycji

Niezmiennym problemem pozostaje jednakże brak wiedzy dotyczącej cen energii w przyszłości. Jest to element, który zawsze pozostanie niewiadomą w równaniu. Można jedynie próbować zniwelować jego pozycję. Półśrodkiem wprowadzającym pewne ograniczenia może być podejście scenariuszowe.

Klasycznym rozwiązaniem pozostanie symulacja prognoz: pesymistycznej, neutralnej i optymistycznej; przydając każdej z nich odmienne wartości. Będą nimi przychody R_t jako iloczyn prognozowanych cen P_t energii i ilości wyprodukowanej energii S ,

czyli:

$$R_t = P_t \cdot S$$

Scenariusz pozwala na obliczenie trzech różnych wartości ROI, co umożliwia ocenę ryzyka i niepewności związanych z inwestycją.

$$ROI_i = \frac{\sum_{t=1}^T (P_{t,i} - O_t) - I}{I}$$

gdzie:

$P_{t,i}$ – prognozowana cena energii w roku t dla scenariusza i

Wzór uwzględnia zmienność przyszłych cen energii przy zastosowaniu podejścia scenariuszowego. Umożliwia to ocenę potencjalnych zwrotów z inwestycji oraz identyfikację ryzyk związanych z niepewnością rynkową. Uzyskanie precyzyjniejszych danych wymagałoby analiz wrażliwości na zmiany parametrów oraz uwzględnienie dodatkowych czynników, takich jak techniczne ryzyka czy zmiany regulacyjne.

Dwa ostatnie wskazane elementy podobnie jak ceny energii w przyszłości należy traktować jako niewiadome. Wśród wspomnianych obszarów i podtypów ryzyka pozostają w znaczącej mierze w sferze spekulacji.

1.9.1.2. Zagrożenie deprecjacji technologicznej

Problem technicznego ryzyka w inwestycjach w źródła wytwórcze stanowi zgoła odmienne od poprzedniego, lecz nie mniej istotne wyzwanie z perspektywy planowania, realizacji i eksploatacji obiektów przeznaczonych do takiego celu. Ma szczególne znaczenie dla inwestycji, które mają długi okres realizacji. Wynika to m.in. z ogromnej dynamiki zmian w sektorze energetycznym. Zagrożenie to rośnie wraz z upływem czasu związanego z realizacją przedsięwzięcia. Im jest on dłuższy, tym jest ono większe, a prawdopodobieństwo deprecjacji technologicznej wyższe.

Głównym aspektem ryzyka związanego z nim jest postęp⁷². Może prowadzić do sytuacji, w której zakupione i zainstalowane urządzenie wytwórcze czy też określony proces związany z produkcją energii stają się przestarzałe przed oddaniem inwestycji do użytku⁷³. Przykładowo, budowa dużej elektrowni może trwać dziesięć lat, podczas gdy w tym samym okresie następują znaczące innowacje technologiczne w dziedzinie efektywności energetycznej, redukcji emisji czy wykorzystania alternatywnych nośników. Nowoczesne technologie, które pojawiają się na rynku, oferują wyższe wskaźniki wydajności, niższe koszty operacyjne lub lepsze parametry środowiskowe w porównaniu do technologii, które były dostępne na początku inwestycji. W rezultacie stawiany obiekt traci ekonomiczną rację bytu, zanim zostanie ukończony, co nierzadko prowadzi do zatrzymania prac nad nim⁷⁴.

Ryzyko to szczególnie silnie ujawnia się w przypadku elektrowni jądrowych. Trudno się temu dziwić, jeśli od momentu podjęcia decyzji politycznej dotyczącej stawiania takiego obiektu do jej pełnego uruchomienia mija zazwyczaj od 10 do 15 lat⁷⁵, a jest on projektowany na okres

⁷² Por. J. Dzieża, *Czy LCOE jest dobrą miarą rentowności inwestycji w energetyce?*, „Finanse, Rynki Finansowe, Ubezpieczenia” 2017, nr 89(2), s. 274–275.

⁷³ J. Popczyk, *Energetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*, Warszawa 2011, s. 31, 43 i inne.

⁷⁴ Por. L.W. Dawis, *Prospects for Nuclear Power*, „Journal of Economic Perspectives” Winter 2012, Vol. 26, No. 1, s. 54–58.

⁷⁵ M. Schneider, A. Froggatt, *World Nuclear Industry Status Report 2018*, <https://www.worldnuclearreport.org/The-World-Nuclear-Industry-Status-Report-2018-HTML.html#constructiontimes> [dostęp: 11.09.2023].

eksploatacji wynoszący od 40 do 60 lat. Okres ten zależny jest od przepisów wewnętrznych danego państwa. Podane wskazanie dotyczy Francji⁷⁶, niemniej wielkość ta może uchodzić za standard, który ulega nieznacznym modyfikacjom⁷⁷. Jest on jednakże na tyle długi, by technologia, która była nowoczesna na początku projektu, może stała się przestarzała.

Przykładów tego typu problemów nie brakuje. Jako jeden z nich posłużyć może elektrownia jądrowa Hinkley Point C w Wielkiej Brytanii. Przypadek ten właściwie ilustruje ryzyka związane z postępowaniem i procesem starzenia się inwestycji. Pierwsze plany dotyczące tego obiektu pojawiły się w przestrzeni publicznej w początkach lat 80. ubiegłego stulecia. Informacje rządowe doprowadziły do fali protestów. Władze ugięły się przed opinią społeczną i wycofały z projektu. Powróciły do niego dopiero w 2010 roku. Wtedy też zapadła decyzja dotycząca powstania Hinkley Point C. Budowę jej rozpoczęto w 2016 roku, a pierwotne plany ukończenia zakładały 2025 rok⁷⁸. W maju 2022 roku inwestycja była opóźniona o dwa lata, a jej przewidywany koszt wynosił 25–26 miliardów funtów, co stanowiło wzrost o 50% w stosunku do pierwotnego budżetu z 2016 roku⁷⁹. W lutym 2023 roku EDF poinformowało o konieczności podniesienia wydatków do 32,7 miliarda funtów według cen z 2023 roku. Przekazano też informacje o planowanym opóźnieniu rozpoczęcia eksploatacji o kolejne 15 miesięcy, przesuwając termin na wrzesień 2028 roku⁸⁰. W styczniu 2024 roku EDF podało, że ostateczny koszt projektu może wzrosnąć do 46 miliardów funtów w cenach z 2024 roku,

⁷⁶ Plant life management models for long term operation of nuclear power plants, <https://www.iaea.org/publications/10520/plant-life-management-models-for-long-term-operation-of-nuclear-power-plants> [dostęp: 11.09.2023].

⁷⁷ W Szwecji czas życia elektrowni jądrowej nie może przekraczać 30 lat, a po modernizacji systemu 50 lat. Nuclear power plant life management and longer-term operation, Paris 2006, s. 15, <https://www.loc.gov/resource/gdcebookpublic.2021762936/?st=pdf&pdfPage=15> [dostęp: 11.09.2023].

⁷⁸ Hinkley Point Nuclear Timeline, <http://stophinkley.org/hinkley-point-nuclear-timeline/> [dostęp: 11.09.2023].

⁷⁹ Hinkley Point C delayed by a year as cost goes up by £3bn, <https://www.bbc.com/news/uk-england-somerset-61519609> [dostęp: 11.09.2023].

⁸⁰ EDF Says Price Tag of UK Nuclear Power Plant Soars on Inflation, Bloomberg, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-02-18/edf-says-price-tag-of-uk-nuclear-power-plant-soars-on-inflation> [dostęp: 11.09.2023].

a zakończenie budowy może się opóźnić nawet o trzy lata, przesuwając termin na okres między 2029 a 2031 rokiem. Menadżerowie przedsięwzięcia tłumaczyli to załozdze m.in. zmianami przepisów i koniecznością wykorzystania większej ilości zbrojeń i betonu⁸¹.

Biorąc pod uwagę planowany okres eksploatacji Hinkley Point C na 60 lat, czyli do okolic 2090 roku, problem uwypukla się w całej rozciągłości. Oznacza konieczność korzystania w końcowym okresie eksploatacji obiektu z rozwiązań technologicznych powstałych 80 lat wcześniej, a zaprojektowanych przed ponad wiekiem. Przenosząc to na współczesne realia, to tak, jakby korzystać obecnie z nowości technicznych sprzed I wojny światowej i uzależnić od ówczesnej myśli technologicznej ważny filar bezpieczeństwa gospodarczego, nie biorąc pod uwagę profil elektrowni i zagrożeń dla ludzi, nikt nie zgodziłby się, by implementować systemy bezpieczeństwa z jakichkolwiek urządzeń pochodzących z początków XX wieku do powstających konstrukcji, czy to pojazdów, czy też obiektów, nawet jeśli w czasie ich powstania uznawano je za ponadstandardowe. Nie wydaje się, by w przyszłości podejście to się zmieniło.

W trakcie czasu przewidzianego na jej funkcjonowanie konieczne będą liczne modernizacje, aby dostosować elektrownię do nowych standardów technologicznych i środowiskowych. Oznacza to nie dające się określić obecnie dodatkowe koszty. Nie jest pewne, czy ich ponoszenie znajdzie ekonomiczne uzasadnienie i elektrownia nie zostanie zamknięta przed czasem. W odniesieniu do Hinkley Point C ryzyko przestarzałości technologicznej generowane jest dodatkowo przez wykorzystanie reaktorów EPR (European Pressurized Reactor), które były nowoczesne u progu XXI wieku. Jednakże w czasie budowy pojawiły się nowsze technologie, które oferują lepsze wskaźniki wydajności i niższe koszty operacyjne. Przykładem są reaktory SMR (Small Modular Reactors), które uważane są za bardziej efektywne i elastyczne. Podczas budowy Hinkley Point C koszty inwestycji w odnawialne źródła energii, takie jak energia wiatrowa i słoneczna, znacznie spadły. Biorąc pod uwagę tylko okres 2010–2024⁸², redukcja wydatków na urządzenia sięgała od kilkuset do kilku tysięcy

⁸¹ S. Jack, *Hinkley C: UK nuclear plant price tag could rocket by a third*, <https://www.bbc.com/news/business-68073279> [dostęp: 11.09.2023].

⁸² Czas wydania decyzji dotyczącej budowy, oddanie do druku książki.

procent w przeliczeniu na megawat mocy zainstalowanej. W rezultacie są one coraz bardziej konkurencyjne w porównaniu do energii jądrowej⁸³. Można przyjąć założenie graniczące z pewnością, zgodnie z którym już podczas budowy projekt Hinkley Point C może stracić swoją ekonomiczną opłacalność, co budzi obawy o zwrot inwestycji.

Przypadek Hinkley Point C nie jest odosobniony. Podobnym przykładem jest elektrownia jądrowa Olkiluoto. Obiekt ten notował opóźnienia w przypadku każdego z bloków. Skalę problemów dobrze odzwierciedla historia uruchomienia trzeciego z nich⁸⁴. Zasadniczej zmianie uległy

⁸³ B. Wealer, S. Bauer, C.v. Hirschhausen, C. Kemfert, L. Göke, Investing into third generation nuclear power plants – Review of recent trends and analysis of future investments using Monte Carlo Simulation, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* nr 143, June 2021, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032121001301> [dostęp: 11.09.2023] – przypadek zastosowania metody losowej może budzić tu wątpliwości, niemniej rezultat jest zgodny z metodami analitycznymi.

⁸⁴ Pierwsze wnioski licencyjne złożono jeszcze w 2000 roku. Licensing of Olkiluoto 3, http://www.stuk.fi/ydinturvallisuus/ydinvoimalaitokset/ydinvoimalaitosluvat/viides/en_GB/viides_voimala/. W 2010 roku miała się rozpocząć jego eksploatacja. Od rozpoczęcia budowy ogłoszono kilka przesunięć w harmonogramie. Chronology Of Olkiluoto 3 Project, <http://www.ol3.areva-np.com/project/chrono.htm> [dostęp: 11.09.2023]. W lipcu 2012 roku TVO wydało komunikat, zgodnie z którym miał on nie zostać uruchomiony przed 2015 rokiem, co oznaczało pięć lat zwłoki względem pierwotnego planu.

^{Pod} koniec 2013 roku TVO poinformowało o planowanej redukcji liczby pracowników i podwykonawców na placu budowy przez konsorcjum Areva-Siemens, oczekując jednocześnie szczegółów dotyczących wpływu tych działań na finalizację projektu. Areva-Siemens to cut staff at Olkiluoto 3 site – TVO, <http://fr.reuters.com/article/idFRL6N0JP2ZJ20131210> [dostęp: 11.09.2023]. W lutym 2014 roku TVO nie mogło podać szacowanej daty uruchomienia elektrowni, oczekując na zaktualizowany harmonogram od konsorcjum Areva-Siemens.

^W tym samym miesiącu pojawiły się doniesienia o wstrzymaniu budowy przez Arewę z powodu sporu o odszkodowania i nieukończone plany automatyzacji. W lipcu 2019 roku wg TVO regularna produkcja energii elektrycznej miała się rozpocząć w lipcu 2020 roku (OL3 EPR's regular electricity generation starts in July 2020, <https://www.tvo.fi/en/index/news/pressreleasesstockexchangereleases/2019/h3BCeyaya.html> [dostęp: 11.09.2023]), jednak opóźnienie wynikało z wolniejszego niż przewidywano tempa prac modyfikacyjnych. W sierpniu 2020 roku TVO poinformowało o przesunięciu regularnej produkcji energii elektrycznej na luty 2022 roku z powodu wolnych postępów w testach systemowych, problemów technicznych wykrytych podczas testów oraz czasu dostawy części za-

nakłady, jakie pochłonał, co wynikało z przesunięć czasowych związanych z oddaniem go do eksploatacji. Pierwotnie nakłady na Olkiluoto 3 miały oscylować na poziomie około 3 mld euro. Finalnie obiekt pochłoniął aż 11 mld euro⁸⁵. W 2022 roku jego LCEO szacowano na ponad 49 euro/MWh, a według Rystad Energy zajmującej się doradztwem energetycznym nawet na 79 euro/MWh⁸⁶. W rezultacie znacząco podniosło się LCOE dla całego kompleksu jądrowego Olkiluoto i to do ponad 33 euro/MWh⁸⁷, chociaż dla dwóch pierwszych bloków jeszcze w 2020 roku oscylowały one wokół 17 euro/MWh⁸⁸.

miennych do wymiany wadliwych komponentów. Było to ostatnie przesunięcie czasowe i blok rozpoczął pracę. OL3 EPR regular production of electricity starts in February 2022. W 2023 roku już po uruchomieniu doszło do kolejnych przestoju związanych z wadliwymi rozwiązaniami. В. Неделин, *Турбина стоепосова: почему происходят ЧП на новой финской АЭС*, <https://iz.ru/1615121/viktor-nedelin/turbina-stoerosovaia-pochemu-proiskhodiat-chp-na-novoi-finskoj-aes> [dostęp: 11.09.2023].

Opóźnienia były konsekwencją problemów z planowaniem, nadzorem i jakością wykonania. Stało się to przedmiotem dochodzenia przeprowadzonego przez fińskiego regulatora bezpieczeństwa jądrowego –STUK (Säteilyturvakeskus, ang. Radiation and Nuclear Safety Authority in Finland). Pierwsze wykryte nieprawidłowości dotyczyły nieregularności w fundamencie betonowym, co spowodowało kilkumiesięczne opóźnienie. Powodem okazało się dostarczenie przez podwykonawców ciężkich odlewów niespełniających standardów projektu, które musiały zostać przetopione. Problemy pojawiły się również przy budowie unikalnej podwójnej obudowy reaktora, ponieważ spawacze nie otrzymali odpowiednich instrukcji.

⁸⁵ World Nuclear Industry Status Report, 2019, s. 66, <https://www.worldnuclear-report.org/IMG/pdf/wnisr2019-v2-hr.pdf> [dostęp: 11.09.2023].

⁸⁶ Koszty te wydają się zawyżone za sprawą przeszacowania nakładów oraz za wyżenia stóp procentowych finansowania obiektu, por. Rystad Energy Spreads Misinformation About Europe's Largest Nuclear Reactor, <https://substack.com/home/post/p-140419626> [dostęp: 11.09.2023].

⁸⁷ Finnish Nuclear Producer Teollisuuden Voima Upgraded To 'BBB-' From 'BB+' On OL3 Plant Commissioning; Outlook Stable, <https://disclosure.spglobal.com/ratings/en/regulatory/article/-/view/type/HTML/id/2978425> [dostęp: 11.09.2023].

⁸⁸ TVO Credit Investor Presentation, https://www.tvo.fi/material/collections/20210713150018/7RllfhpQP/TVO_Credit_Investor_Presentation_June_2021.pdf [dostęp: 11.09.2023].

Opisane opóźnienia w budowie trzeciego bloku elektrowni jądrowej w Finlandii doskonale ilustrują ryzyko związane z postępowaniem technologicznym i starzeniem się inwestycji w sektorze energetycznym. Wyeksponowano rosnące LCOE, lecz po oddaniu obiektu do eksploatacji wielkości te mogą ulec zwiększeniu. Im szybszy będzie postęp techniczny w zakresie wytwarzania energii, tym szybciej będą rosły, gdyż jego modernizacja będzie musiała uwzględniać zmiany i być w miarę możliwości gruntowniejsza.

Kluczowe znaczenie nabierają koszty operacyjne. Odnosząc się do brytyjskiej Hinkley Point C czy fińskiej Olkiluoto 3, pomijając wspomniane rosnące nakłady inwestycyjne, problemem staje się użyta technologia. Zaprojektowania przed rozpoczęciem budowy, gdy ta trwa wiele lat, staje się przestarzała, zanim obiekt zostanie ukończony, a tymczasem ma on pracować całe dekady. Przykładów tego typu w obszarze energetyki jądrowej można mnożyć właściwie bez końca. Jest nim francuska Flamanville 3⁸⁹, czy dwa nowe reaktory w elektrowni Vogtle w Georgii, w USA⁹⁰.

Pozostaje poważny dylemat, czy w przypadku stawianych mocy wytwórczych, które przed zakończeniem stawiania straciły swoją ekonomiczną rację bytu, należy doprowadzić do zatrzymania prac, czy też ponieść dodatkowe nakłady na modernizację obiektu. Klasycznym przy-

⁸⁹ Budowa rozpoczęła się w 2007 roku, a zakończenie planowano na 2012 rok. Ze względu na liczne problemy, oddanie do użytku zostało przesunięte na 2025 rok. Główne problemy obejmowały defekty w konstrukcji stalowej osłony reaktora oraz inne problemy związane z jakością materiałów. Koszty wzrosły z początkowych 3,3 miliarda euro do ponad 13 miliardów euro. Budowa dłużyła się kilkanaście lat. *Wreszcie jest zgoda na rozruch Flamanville 3*, <https://energetyka24.com/atom/wiadomosci/budowa-dluzyla-sie-kilkanascie-lat-wreszcie-jest-zgoda-na-rozruch-flamanville-3> [dostęp: 11.09.2023].

⁹⁰ Prace rozpoczęto w 2013 roku z planowanym zakończeniem w 2016 i 2017 roku, ale daty uruchomienia zostały przesunięte na 2021 i 2022 rok. Koszty projektu wzrosły z początkowych 14 miliardów dolarów do ponad 30 miliardów dolarów. Opóźnienia były spowodowane problemami z dostawcami, zmieniającymi się regulacjami oraz trudnościami technologicznymi. Dodatkowo, tak jak w Olkiluoto 3, dała o sobie znać kwestia starzenia się technologii. *The first US nuclear reactor built from scratch in decades enters commercial operation in Georgia*, <https://apnews.com/article/georgia-power-nuclear-reactor-vogtle-9555e3f9169f2d58161056feaa81a425> [dostęp: 11.09.2023].

kładem takiego wyboru pozostała na rodzimym gruncie elektrownia Ostrołęka C⁹¹.

Takie przypadki uwypuklają konieczność elastycznego podejścia do zarządzania dużymi projektami energetycznymi oraz ciągłego monitorowania i aktualizacji technologii używanych w trakcie realizacji inwestycji, aby zapewnić ich długoterminową efektywność i zgodność z najnowszymi standardami technologicznymi oraz ekologicznymi.

Nie ma jednoznacznego algorytmu lub wzoru, który pozwalałby dokładnie określić ryzyko związane z postępowaniem technicznym w budowie nowych źródeł wytwórczych energii i procesem starzenia się inwestycji, jednak istnieją metody i modele, które mogą być w tym pomocne. Należą do nich:

- **Analiza cyklu życia (LCA – Life Cycle Assessment):** Ocenia wpływ środowiskowy i ekonomiczny inwestycji na każdym etapie jej cyklu życia, od projektowania i budowy, przez eksploatację, aż po likwidację⁹².
- **Analiza ryzyka technologicznego:** Obejmuje określenie prawdopodobieństwa wystąpienia przestarzałości technologicznej oraz jej potencjalnych skutków finansowych. Wykorzystuje się tutaj często narzędzia, takie jak analiza scenariuszowa, drzewa decyzyjne i modele Monte Carlo⁹³.
- **Analiza kosztów i korzyści (CBA – Cost-Benefit Analysis):** Analizowane są tu koszty i korzyści związane z inwestycją, biorąc pod uwagę możliwość wprowadzenia nowszych technologii i związane z nimi ryzyka⁹⁴.

⁹¹ Miliardowa inwestycja państwowych spółek spisana na straty. Nowy blok Ostrołęki wyceniono na zero, <https://businessinsider.com.pl/gielda/wiadomosci/inwestycja-w-elektrownie-ostroleka-c-spisana-na-straty-miliard-zlotych-odpisu/x6sh22v> [dostęp: 11.09.2023].

⁹² Szerzej R. Dąbrowski, M. Dzikuć, *Ocena cyklu życia (LCA) w sektorze energetycznym*, „Pomiary. Automatyka. Kontrola” 2012, s. 819–820.

⁹³ T. Wiśniewski, *Wykorzystanie symulacji Monte Carlo w analizie ryzyka projektów inwestycyjnych*, „Studia i Prace WNEiZ US” 2013, 34/2, s. 76.

⁹⁴ E. Urbańczyk, M. Suska-Szczerbicka, *Analiza korzyści ekologicznych polskiej energetyki wiatrowej*, „Studia i Prace WNEiZ US” 2018, z. 53, s. 134–139.

- **Ocena technologiczna (Technology Assessment):** Polega na systematycznym monitorowaniu nowych technologii pod kątem ich potencjału i ryzyk związanych z ich implementacją⁹⁵.

Deprecjacja wynikająca z postępu stanowi kluczowy element zagrożenia związanego z inwestycjami w energetyce. Jednak w aspekcie technicznym to nie jedyny czynnik. Istotne jest również zagrożenie związane z niezawodnością i trwałością sprzętu. Nowe technologie, które nie przeszły pełnych cykli testowych, mogą wykazywać nieprzewidziane awarie lub problemy operacyjne. W konsekwencji, należy uwzględniać potencjalne koszty napraw i konserwacji, które mogą być wyższe niż w przypadku sprawdzonych technologii. Tym samym decyzja o wprowadzeniu nowoczesnych, ale mniej doświadczonych rozwiązań technicznych wiąże się z ryzykiem operacyjnym, które może wpływać na ekonomiczną rentowność całego projektu.

Warto również rozważyć komplikacje związane z integracją nowych technologii z istniejącą infrastrukturą energetyczną. Inwestowanie w źródła odnawialne, takie jak farmy wiatrowe czy słoneczne, może wymagać dodatkowych nakładów na infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną. Złożoność tych procesów może prowadzić do nieprzewidzianych problemów technicznych, które mogą zwiększać koszty i opóźniać realizację projektu.

1.9.1.3. Zagrożenie zmianami regulacyjnymi

Problem niestabilności prawa stanowi odwieczne wyzwanie dla biznesu. Energetyka nie jest wyjątkiem, a trudno znaleźć obszary gospodarcze bardziej narażone na zagrożenia wynikające ze zmian legislacyjnych. Jest to szczególnie istotne ze względu na długi czas realizacji inwestycji w tym sektorze. Deprecjacja technologiczna, omawiana wcześniej, często jest konsekwencją tych zmian.

Podniesione normy środowiskowe oraz wyższe standardy bezpieczeństwa znacząco wpływają na charakterystykę budowanych obiektów jeszcze przed ich oddaniem do eksploatacji. Ryzyko związane z tym procesem

⁹⁵ M. Andrzejewski, M. Salwin, J. Lipiak, *Ocena technologii-wybrane zagadnienia*, 2017, s. 649–656, http://46.242.185.119/off_ptzp.org.pl/files/konferencje/kzz/artyk_pdf_2018/T1/2018_t1_647.pdf [dostęp: 11.09.2024].

dodatkowo potęguje niepewność wynikająca z polityki energetycznej. W trakcie realizacji długoterminowych projektów zmiana władzy często prowadzi do redefinicji kierunków działań oraz odmiennego podejścia do wybranych rozwiązań technologicznych.

Wprowadzenie nowych rządowych strategii nie pozostaje bez wpływu na opłacalność już realizowanych projektów oraz kierunków działania politycznego. Promowanie jednych nośników energii kosztem innych, np. preferowanie fotowoltaiki kosztem energii wiatrowej, czy też subsydia dla biometanu mogą obniżyć atrakcyjność inwestycji w inne odnawialne źródła energii. Tego typu zmiany bezpośrednio wpływają na decyzje inwestycyjne i nie pozostają bez wpływu na wynik finansowy istniejących inwestycji i implementację forsowanych rozwiązań.

Kwestia nie zamyka się w polityce wewnętrznej. W kontekście globalnych trendów, międzynarodowe porozumienia klimatyczne, takie jak Porozumienie Paryskie, są nowym zobowiązaniem, które mają wpływ na krajowe regulacje. Państwa nader często są zobligowane do dostosowania swoich przepisów, co zwiększa poziom niepewności dla inwestorów. Adaptacja do nowych regulacji często wymaga znacznych nakładów finansowych i technologicznych, co dodatkowo komplikuje realizację projektów energetycznych⁹⁶.

Zmiany te prowadzą do konieczności elastycznego podejścia do zarządzania projektami w sektorze energetycznym. Stwarza to dla inwestorów dodatkowe ryzyko, które w momencie pojawiania się projektu jeszcze nie istnieją.

Podsumowując, inwestycje w energetyce są obarczone wieloma rodzajami ryzyka. Kluczowe znaczenie mają jednakże te z nich, których zaistnienia nie sposób przewidzieć. Przyszłe ceny energii, dynamika postępu i związana z nią deprecjacja technologiczna czy też niestabilność prawna mogą uchodzić za najpoważniejsze wyzwania tego typu. W obliczu tych trudności, elastyczność i zdolność do adaptacji stają się kluczowymi elementami skutecznego zarządzania projektami energetycznymi⁹⁷.

⁹⁶ L. Brown, *Environmental Standards and Regulatory Changes in the Energy Sector*, Cambridge 2018.

⁹⁷ R. Weron, *Energy price risk management*, https://prac.im.pwr.edu.pl/~hugo/publ/RWeron00_PHYSA.pdf [dostęp: 11.09.2024].

2

Energia pierwotna i jej źródła

2.1. Paliwa kopalne

2.1.1. Stan rezerw

Wielkość rozpoznanych zasobów naturalnych surowców energetycznych jest na Ziemi ograniczona. Prosty przelicznik ich szacowanego stanu w zestawieniu z notowaną konsumpcją określa potencjał, lecz nie może być on wykorzystywany jako wskaźnik czasu ich dalszego użytkowania.

Tab. 2.1. Przewidywany czas wyczerpania rozpoznanych rezerw surowców energetycznych przy zachowaniu poziomu konsumpcji z 2010 i 2020 roku i braku odkryć nowych złóż

| Surowiec | 2010 | | | 2020 | | |
|------------------------------------|-------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------|------------|---------------------------|
| | Rezerwy naturalne | Konsumpcja dzienna/roczna | Rezerwy/konsumpcja roczna | Rezerwy naturalne | Konsumpcja | Rezerwy/konsumpcja roczna |
| Ropa naftowa (w mld bbl) | 1 636,9 | 0,086 31,39 | 52 lata i 1 miesiąc | 1 732,4 | 0,088 | 53 lata i 9 miesięcy |
| Gaz ziemny (w bln m ³) | 179,9 | 3,160 | 56 lat i 11 miesięcy | 188,1 | 3,822 | 49 lat i 2 miesiące |
| Węgiel (w mln ton) | 860 938 | 7 357 | 117 lat | 1074 108 | 7 182 | 149 lat i 6 miesięcy |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review z lat 2009–2021.

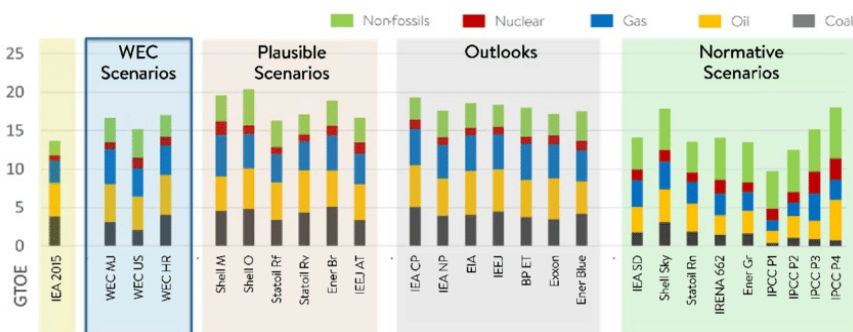
Wynika to z wielu nakładających się na siebie okoliczności. Pierwszą i najważniejszą pozostaje ogólny charakter danych dotyczących rezerw naturalnych. Prezentują one spodziewane ilości poszczególnych surowców, ograniczając się jedynie do tej informacji. Nie uwzględniają natomiast różnic w położeniu złóż. Obejmują znane i eksploatowane zasoby

oraz te, których się nie wydobywa ze względu na brak odpowiedniej technologii, rozproszenie niepokrywające wkładów inwestycyjnych bądź zbyt duże koszty ich wydobycia⁹⁸. Prawdopodobieństwo osiągnięcia wszystkich z nich jest znikome.

Trudno zakładać utrzymanie poziomu konsumpcji na dotychczasowym poziomie. Dotyczy to tak samo paliw kopalnych, na które zapotrzebowanie od lat dynamicznie przybiera na sile, jak gaz ziemny, jak i tych stopniowo eliminowanych w energetyce ze względu na ich wybitnie negatywny wpływ na środowisko naturalne, np. węgiel⁹⁹.

Publikowane prognozy średnioterminowe dotyczące wykorzystania energii pierwotnej z uwzględnieniem źródeł jej wytworzenia są w niektórych obszarach zbliżone do siebie. Trudno wśród nich odnaleźć taką, która nie zakładałaby szybko rosnącego udziału OZE. Różnice rysują się głównie w ocenie tempa rozwoju i wdrażania związanych z nimi nowych technologii, a co za tym idzie – odejścia od stosowanych rozwiązań.

Żaden scenariusz nie zakłada możliwości zupełnej marginalizacji znaczenia w energetyce paliw kopalnych w najbliższym ćwierćwieczu. Suge-



Rys. 2.1. Prognozowany mix energetyczny w 2040 roku w GTOE

Źródło: World Energy Insights Brief 2019 – TECHNICAL ANNEX, s. 8, <https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WEInsights-Brief-Global-Energy-Scenarios-Comparison-Review-R02.pdf> [dostęp: 10.11.2019].

⁹⁸ R.L. Hirsch, R. Bezdek, R. Wendling, *Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation and Risk Management*, National Energy Technology Laboratory, 2005, <https://www.osti.gov/servlets/purl/939271> [dostęp: 12.01.2020].

⁹⁹ S. Zhao, A. Alexandroff, *Current and future struggles to eliminate coal*, „Energy Policy” June 2019, Vol. 129, s. 511–520.

stie pojawiają się jedynie w hasłach propagandowych partii politycznych torujących sobie popularnością idei ekologicznych drogę do władzy. Nierzadko znajdują nawet swoje odzwierciedlenie w ich programach. Nigdy jednak nie trafiają do krótkoterminowych planów czy strategii działania. Nie znajdują swego odzwierciedlenia w aktach prawnych, których wydanie niesłoby za sobą konieczność niezwłocznego podjęcia służących temu celowi czynności. Należy to uznać za przejaw daleko idącego racjonalizmu z ich strony.

2.1.2. Węgiel

Węgiel jako skała osadowa pochodzenia organicznego niezmiennie pozostaje jednym z kluczowych paliw nieodnawialnych. Dotyczy to tak jego brunatnej, jak i kamiennej odmiany. Istotne z punktu widzenia energetyki różnice między nimi sprowadzają się do zawartości pierwiastka chemicznego będącego eponimem dla kopaliny. W pierwszym przypadku jest to od 62% do 75%, a w drugim od 75% do 97%, co przekłada się na wartości opałowe odpowiednio od 7,5 MJ/kg do 21 MJ/kg i 29,3 MJ/kg. Ona też decyduje o cenie danego gatunku surowca i jego przydatności. Stosowany przelicznik odpowiada w przybliżeniu iloczynowi ilości energii cieplnej wydzielanej podczas spalania czystego chemicznie pierwiastka, czyli 33,2 MJ/kg i jego procentowej zawartości w badanej skale. Zgodnie ze wzorem:

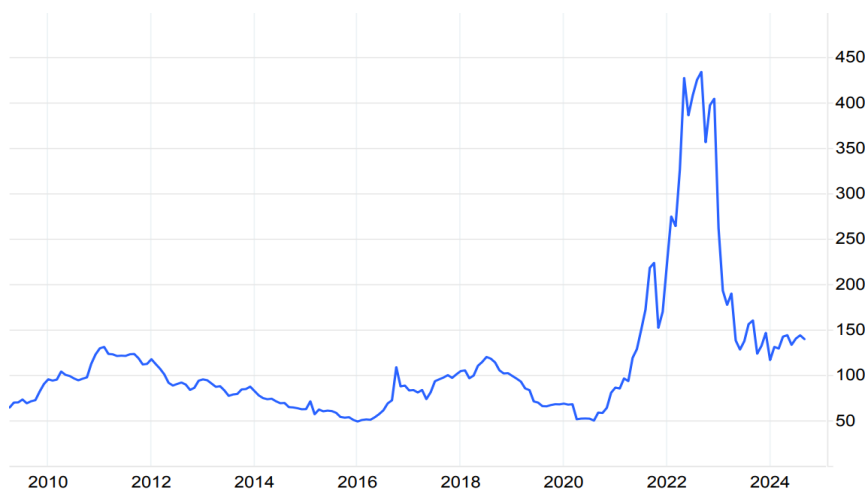
$$33,2 \text{ MJ/kg} \times C\%$$

gdzie C – węgiel

Świadomość zachodzących i nadchodzących zmian wyczuwalna jest na rynku węglowym, co eksponowane jest w raportach i opracowaniach branżowych na całym świecie.

W zestawieniach zawierających podstawowe dane dotyczących produkcji, konsumpcji i obrotów trudno doszukać się symptomów zagrożenia. Ich interpretacja nie jest bowiem całkowicie jednoznaczna. Wskazówką dotyczącą procesu odwrotu od węgla pozostaje spadający jego udział procentowy w zużyciu energii pierwotnej.

Istotne miejsce na mapie rezerw naturalnych węgla zajmują Stany Zjednoczone. Według BP dysponują one około 23,2% jego światowych



Rys. 2.2. Ceny węgla (w USD za tonę metryczną)

Źródło: opracowanie własne na podstawie raportów branżowych oraz IEA i EIA.

zasobów¹⁰⁰. Główne baseny surowca to Appalachy, Illinois, Powder River w Wyoming oraz Uinta w Utah. Każdy z tych regionów wyróżnia się specyficznymi cechami geologicznymi, które determinują nie tylko ilość i dostępność zasobów, ale również jakość surowca. Pokłady zalegające na pierwszym z wymienionych obszarów, ze względu na wysoką wartość energetyczną i niską zawartość siarki, są szczególnie cenne na rynku energetycznym. Natomiast złoża znajdujące się w Powder River, będącym największym zapleczem węgla w Stanach Zjednoczonych, charakteryzuje znaczne zanieczyszczenia skały, a tym samym i niższe parametry spalania. Niemniej są to pokłady stosunkowo łatwo dostępne i o niskim koszcie eksploatacji, co toruje im drogę do rodzimego przemysłu elektroenergetycznego.

Zgodnie z danymi z 2021 roku, Rosja dysponowała ogólnokrajowymi zasobami węgla szacowanymi na około 162 mld ton, z których znaczącą część stanowił węgiel kamienny¹⁰¹. Według rosyjskich ocen rezerwy te są znacząco wyższe i przekraczają 272 mld¹⁰². W zależności od przy-

¹⁰⁰ BP Statistical Review 2021, s. 46.

¹⁰¹ *Ibidem*.

¹⁰² Уголь России. 2017 год, <https://nedradv.ru/nedradv/ru/resources?obj=ab05b068239ede80d3dd35cf406d13b0> [dostęp: 11.09.2024].



Rys. 2.3. Zasoby eksploatawone i rezerwy naturalne węgla Federacji Rosyjskiej

Źródło: Nadradv.ru.

jętych wartości, państwo to dysponuje od 15% do 18% światowych zasobów surowca.

Największym zagłębieniem jest basen Kansko-Achiński, zawierający ponad 80% rosyjskich zasobów węgla brunatnego. Jego największe złoża to Borodinskoje, Berezowskoje i Nazarowskoje (22 mld ton), Abanskoie (30,6 mld ton), Itatskoie (19,4 mld ton), Uriupinsk (16,9 mld ton) i Barandatskoje (16,3 mld ton).

W przypadku węgla kamiennego największe zasoby znajdują się w Zagłębieniu Kuźnieckim (70 mld ton), z czego połowę stanowi węgiel kokujący. Pochodzący stąd surowiec charakteryzuje się niską zawartością siarki, niską zawartością popiołu i wysoką wartością opałową. Zagłębienia Kuźnieckie i Kansk-Achinsk stanowią łącznie 70% krajowych zasobów, natomiast Zagłębienie Peczora charakteryzuje się wysoką zawartością węgla kamiennego (40%) i znaczną głębokością zalegania.

Przez wzgląd na konflikt rosyjsko-ukraiński uwaga mediów skupia się na rosyjskiej części Zagłębienia Donieckiego. W istocie skoncentrowane jest tam prawie 80% złóż antracytu. Niemniej ich eksploatacja jest ekonomicznie problematyczna. Większość z nich położona jest na głębokości, która przekracza 1 km, podczas gdy grubość pokładów może wynosić zaledwie 1 m, co determinuje metody ich eksploatacji i strukturę urobku.

Zgoła odmiennie przedstawia się wydobycie zasobów w basenie południowej Jakucji. Są one eksploatowane na polach Nerjungri, Chulmankanskoje, Denisowskoje i Elga przy użyciu niedrogich metod wydobycia odkrywkowego. W basenie Minusinsk kluczowe znaczenie przypisać należy złożom Bejskoje i Czernogorskoje.

Tab. 2.2. Baseny węglowe Federacji Rosyjskiej i stan zasobów

| Basen węglowy (region FR) | Typ węgla (A – antracyt B – brunatny K – kamienny) | Zapasy węgla, w mld T | | Jakość węgla | | |
|---|--|--------------------------|------|--------------|---------|----------------------------------|
| | | A + B + C1 | C2 | Zawartość, % | | Ciepło spalania, MJ/ kg |
| | | | | popioły | siarka | |
| Kansko-Achiński (Kraj Krasnojarski, Obwód kemerowski) | B, K | 79,2 | 38,9 | 6–15 | 0,3–1 | 11,8– 15,5 |
| Kuźniecki (Obwód kemerowski) | K, A | 54,2 | 14,6 | 10–16 | 0,3–0,8 | 25–36 |
| Irkucki (Obwód ir- kucki) | K, B | 7,5 | 4,6 | 7–15 | 1,5–5,4 | 17,6– 22,6 |
| Peczorski (Republika Komi) | K | 6,9 | 0,5 | 8,5–25 | 0,5–1 | 24–29 |
| Doniecki (Obwód ro- stowski) | A, K | 6,5 | 3,15 | 10,5–29 | 1,8–4,2 | 21–34 |
| Południowo-Jakucki (Republika Sacha – Jakucja) | K | 4,5 | 2,8 | 10–18 | 0,3–0,5 | 22–29 |
| Minusińsk (Republi- ka Chakaska) | K | 5 | 0,4 | 10–20 | 0,5–0,6 | 23–27 |

Źródło: Nadradv.ru.

Jednym z największych dysponariuszy zasobów węglowych jest Australia. Basen węgla kamiennego Galilea, reprezentujący znaczące złożę w ramach obszernej prowincji węglowej, obejmuje około 5% światowych rezerw tego surowca, co świadczy o jego ważności na globalnym rynku energetycznym. Geologicznie rozciąga się on na długość blisko 1500 km wzdłuż Wielkich Gór Wododziałowych, tworząc ciąg od Sydney na południu do Townsville na północy Australii. Zajmująca powierzchnię około 250 tys. km² niecka Galilea zawiera udokumentowane zasoby szacowane na około 30 miliardów ton. Charakteryzujące się różnorodną głębokością

pokłady, od powierzchni ziemi aż do 1500 metrów w głąb, umożliwiają zarówno wydobyć odkrywkowe, jak i podziemne¹⁰³.

Chińska Republika Ludowa (dalej: ChRL) jest światowym liderem zarówno pod względem produkcji, jak i konsumpcji węgla¹⁰⁴. Jest on kluczowym surowcem energetycznym tego państwa, które pozbawione jest zasobów innych paliw kopalnych w rozmiarach stosownych do jego potrzeb¹⁰⁵. W konsekwencji odpowiada on za znaczną część, gdyż ponad 60% produkcji energii elektrycznej – około 5753,9 TWh¹⁰⁶. Główne zasoby węgla w Chinach znajdują się w północnych i północno-zachodnich regionach, z kilkoma największymi basenami węglowymi o znaczeniu strategicznym¹⁰⁷.

Najbogatszy region pod względem zasobów jest prowincja Shanxi. Baseny węglowe Datong i Qinshui znajdujące się tam są kluczowe dla pozyskania węgla koksującego. Pochodzi stad około jedna trzecia chińskiego wydobycia¹⁰⁸.

Innym ważnym regionem jest Mongolia Wewnętrzna, gdzie zlokalizowany jest basen Ordos. Zasoby te składają się głównie z węgla bitumicznego i subbitumicznego, który jest wykorzystywany w przemyśle energetycznym, zwłaszcza do produkcji energii elektrycznej.

Region Xinjiang, mimo że obecnie ma niższą intensywność wydobycia węgla w porównaniu z Shanxi czy Mongolią Wewnętrzną, posiada jedno z największych niewykorzystanych rezerw węgla w Chinach. W basenach Junggar i Tarim znajdują się ogromne zasoby węgla, a rozwój infrastruktury w tym regionie może uczynić Xinjiang kluczowym graczem w przyszłości¹⁰⁹.

¹⁰³ Australijskie sukcesy i kłopoty węglowe, <https://nettg.pl/gornictwo/117460/australijskie-sukcesy-i-klopoty-weglowe/> [dostęp: 11.09.2023].

¹⁰⁴ <https://www.iea.org/countries/china/coal>

¹⁰⁵ Coal Shortages Force Blackouts Across China, <https://thediplomat.com/2021/09/coal-shortages-force-blackouts-across-china/> [dostęp: 11.09.2023].

¹⁰⁶ Statistical Review of World Energy 2024 – Electricity Generation by fuel, s. 56.

¹⁰⁷ <https://www.eia.gov/international/analysis/country/CHN> [dostęp: 11.09.2024].

¹⁰⁸ China's coal-rich Shanxi produces 813 million tonnes of raw coal in Jan-Aug, <https://english.news.cn/20240922/965b4a1f4f6a4352aa699b815c448f62/c.html> [dostęp: 11.09.2024].

¹⁰⁹ Leading the charge, https://www.worldcoal.com/coal/03102012/china_coal_mining_industry_prepares_for_a_strong_future/ [dostęp: 11.09.2024].

Według szacunków całkowity stan rezerw węgla w Chinach wynosi około 143 miliardów ton, z czego dominującą rolę odgrywa węgiel bitumiczny. Państwo to, pomimo intensywnych starań na rzecz rozwoju odnawialnych źródeł energii, wciąż w dużej mierze polegają na rodzimym surowcu energetycznym, co wynika z jego obfitości i znaczenia dla narodowej gospodarki.

Indie są drugim co do wielkości producentem węgla na świecie, a surowiec ten podobnie jak w przypadku ChRL odgrywa kluczową rolę w krajowej gospodarce, szczególnie w sektorze energetycznym¹¹⁰. Jest podstawowym nośnikiem w procesie energii elektrycznej w Indiach, a jego zasoby są skoncentrowane głównie we wschodnich i w centralnych częściach kraju.

Tab. 2.3. Stan rezerw węgla w Indiach wg regionów (w mld ton)

| Region | Zasoby |
|-------------------|--------|
| Odisha | 94,52 |
| Jharkhand | 87,84 |
| Chhattisgarh | 80,77 |
| West Bengal | 33,93 |
| Madhya Pradesh | 32,22 |
| Telangana | 23,19 |
| Maharashtra | 13,34 |
| Bihar | 5,40 |
| Andhra Pradesh | 4,17 |
| Uttar Pradesh | 1,06 |
| Meghalaya | 0,58 |
| Assam | 0,53 |
| Nagaland | 0,48 |
| Sikkim | 0,10 |
| Arunachal Pradesh | 0,09 |
| Łącznie | 378,21 |

Źródło: Ministerstwo Węgla Republiki Indii, Ministry of Coal, Coal & Lignite Resource, <https://coal.gov.in/en/major-statistics/coal-reserves> [dostęp: 11.09.2024].

Stan Jharkhand jest jednym z najważniejszych regionów eksploatacji złóż surowca w Indiach. Pole Jharia, które znajduje się w tym stanie, jest

¹¹⁰ Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024, s. 47.

głównym źródłem wysokiej jakości węgla koksującego, wykorzystywanego głównie do produkcji stali. Mimo długiej historii wydobywania, Jharia nadal posiada znaczące zasoby, choć boryka się z problemami związanymi z pożarami podziemnymi. Jharkhand jest również domem dla basenu Rajmahal, który zawiera duże ilości węgla energetycznego, wykorzystywanego głównie w elektrowniach¹¹¹.

Znaczące złoża ulokowane są również w stanie Odisha. Znajdujące się tam pole Talcher należy do jednych z najzasobniejszych w Indiach. Odgrywa ono kluczową rolę w krajowej produkcji energii. Zasoby tego regionu składają się z węgla brunatnego i bitumicznego, co czyni go ważnym elementem systemu energetycznego¹¹². Elektrownie węglowe w Odisha pozostają niezmiennie od lat podstawowym źródłem wytwórczym dla zaopatrzenia w energię elektryczną zarówno wschodniej, jak i centralnej części kraju¹¹³.

Kolejnym ważnym centrum wydobywania węgla w Indiach jest stan Chhattisgarh. W położonym tam basenie Korba znajdują się złoża węgla subbitumicznego, którego zasobność szacowana jest na ponad dziesięć miliardów ton¹¹⁴. Surowiec ten jest szeroko wykorzystywany w elektrowniach, a sam region jest szczególnie istotny dla stabilności indyjskiej sieci energetycznej, dostarczając znaczną część krajowej produkcji.

W Madhya Pradesh znajduje się pole węglowe Singrauli, które rozciąga się również na stan Uttar Pradesh. To jedno z kluczowych źródeł węgla energetycznego szacowane na ponad 32 mld ton¹¹⁵. Stanowi ono zaplecze wspierające rozwój mocy wytwórczych zasilanych węglem w tych stanach.

¹¹¹ Rajmahal Coal Mines Ltd (RCML), <https://www.esselmining.com/our-businesses/mining-services/rcml/> [dostęp: 11.09.2024].

¹¹² Ministry of Coal, Coal & Lignite Resource, <https://coal.gov.in/en/major-statistics/coal-reserves> [dostęp: 11.09.2024].

¹¹³ Odisha Power Generation Corporation Ltd – Company Profile – PRESENT BUSINESS, <https://www.opgc.co.in/abt/a1.asp> [dostęp: 11.09.2024].

¹¹⁴ Geological and geographical distribution of coalfields of India, http://www.geologydata.info/coal_03.htm [dostęp: 11.09.2024].

¹¹⁵ Ministry of Coal, Coal & Lignite Resource, <https://coal.gov.in/en/major-statistics/coal-reserves> [dostęp: 11.09.2024].

Według BP Indie posiadają łącznie około 111 mld ton rezerw węgla¹¹⁶, natomiast według miejscowych danych – 380 mld ton¹¹⁷. Różnice szacunkowe wynikają głównie z oceny rentowności wydobycia¹¹⁸. Większość stanowi węgiel energetyczny wykorzystywany w krajowej produkcji energii elektrycznej. Pozostaje on podstawowym nośnikiem energii i nic nie wskazuje na to, by cokolwiek mogło zmienić się w tej materii, co wynika z dostępności tego surowca oraz posiadanego przez Indie zaplecza produkcyjnego.

Ważnym producentem, chociaż niekoniecznie dysponentem rezerw, jest Republika Południowej Afryki (dalej: RPA). Jej zasoby naturalne są stosunkowo niewielkie i wg BP sięgają zaledwie 1% światowego udziału. Położone są w prowincjach Mpumalanga, KwaZulu-Natal i Północno-Zachodniej, a także w regionie Limpopo Mpumalanga, będącą głównym regionem wydobycia węgla w RPA (zawiera znaczne zasoby węgla bitumicznego), natomiast w KwaZulu-Natal zlokalizowane są złoża antracytu¹¹⁹.

Geologicznie węgiel w RPA charakteryzuje się wysoką jakością, zwłaszcza w kontekście zawartości energii i stosunkowo niskiej zawartości siarki. Zasoby te składają się głównie z węgla bitumicznego i antracytu, które w przypadku rynku wewnętrznego są wykorzystywane zarówno do wytwarzania energii elektrycznej, jak i w procesach przemysłowych, zwłaszcza w produkcji stali¹²⁰.

2.1.2.1. *Odziaływanie na środowisko naturalne*

Współcześnie wykorzystywany jest niemal wyłącznie w elektroenergetyce i ciepłownictwie. W dyskursie naukowym odzywiają propozycje zastosowania go do produkcji paliw węglowodorowych, głównie synga-

¹¹⁶ BP Statistical Review 2021, s. 46.

¹¹⁷ Ministry of Coal, Coal & Lignite Resource, *op.cit.*

¹¹⁸ W przypadku rządu Indii te nie są uwzględniane, co wynika z traktowania zasobów tego surowca w wymiarze strategicznym kluczowym dla bezpieczeństwa państwa.

¹¹⁹ L.S. Jeffrey, *Characterization of the coal resources of South Africa*, "Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy" February 2005, s. 95, https://journals.co.za/doi/pdf/10.10520/AJA0038223X_3050 [dostęp: 11.09.2024].

¹²⁰ *Ibidem*, s. 98–99.

zu i syntetycznych benzyn silnikowych¹²¹. Nie trudno odnaleźć w nich próbę powrotu do zarzuconych niegdyś rozwiązań¹²². Zasilający jeszcze przed niespełną półwiekiem gospodarstwa domowe i przedsiębiorstwa tzw. gaz miejski był stosowany wobec braku infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego i co się z tym wiąże jego importu. Gdy przeszkody te zostały usunięte, zrezygnowano z niego. Droższy, mniej wydajny, a na dodatek toksyczny ze względu na dużą zawartość tlenku węgla nie był konkurencyjny w stosunku do gazu ziemnego. Także wytwarzanie na jego bazie benzyn miało sens wyłącznie wtedy, kiedy ropa naftowa jako surowiec była towarem deficytowym, a jej import z przyczyn politycznych pozostawał niemożliwy. Na taki krok zdecydowała się III Rzesza w latach 40. XX wieku¹²³. Koncepcja odżyła na krótko po kryzysie paliwowym w 1973 roku. Każdorazowo był to wynik oddziaływania czynników, które uniemożliwiały zaspokojenie popytu w tradycyjny sposób. Było to swoiste „wyjście awaryjne”, lecz nie rozwiązanie problemu. Podobnie jak w przypadku metanu proces był ekonomicznie nieopłacalny i nie mniej szkodliwy dla środowiska naturalnego.

Problem emisji szkodliwych substancji i ditlenku węgla zatruwających atmosferę i otoczenie przyrodnicze w wyniku spalania paliw stałych stał się bodźcem do podjęcia działań na rzecz wycofania się z węgla w energetyce. Zainicjował dekarbonizację, której dynamika w poszczególnych państwach może być traktowana jako wypadkowa wrażliwości ekologicznej rządu oraz panującej kultury energetycznej¹²⁴.

Ta ostatnia zwykle wynika z dostępności danego nośnika energii pierwotnej, którym w niniejszym przypadku pozostaje skała węglowa, a właściwie zawarty w niej pierwiastek, od którego bierze swą nazwę. Stąd też w wysiłkach podejmowanych na rzecz rezygnacji z niego jako surowca energetycznego poza krzewieniem samej świadomości dotyczą-

¹²¹ G. Czernski, T. Dziok, S. Porada, *Możliwości wykorzystania technologii zgazowania węgla do wytwarzania energii, paliw i produktów chemicznych*, „Energy Policy Journal” 2014, t. 17, z. 4G, s. 103–116.

¹²² J. Bigda, D. Burchart-Korol, S. Porada, *Mapa rozwiązań technologicznych procesów zgazowania węgla*, „Przegląd Górniczy” 2014, nr 11.

¹²³ A. Frużyński, *Zarys dziejów górnictwa węgla kamiennego w Polsce*, Zabrze 2012, s. 87.

¹²⁴ R. Rosicki, *Kultury energetyczne...*, *op.cit.*, s. 45–115.

cej reperkusji środowiskowych zadaniem państwa najczęściej pozostaje kompensacja wyższych wydatków ponoszonych z tytułu wykorzystania innych paliw.

Problem jest niezwykle istotny. Wspominając o negatywnym oddziaływaniu węgla jako surowca energetycznego na środowisko, należy rozróżnić obszar funkcjonowania energetyki zawodowej oraz palenisk domowych. Ta pozostaje znacznie lepiej przygotowana na niwelowanie skutków wykorzystywania węgla w charakterze nośnika energii. Największe elektrownie zasilane tym surowcem niemal standardowo wyposażone są w nowoczesną aparaturę umożliwiającą przechwytywanie przytłaczającej większości zanieczyszczeń. Coraz częściej przygotowane są one nie tylko do zatrzymywania ditlenku węgla, lecz także do jego sekwestracji. Oczywiście pozostaje problem emisji pary wodnej – podstawowego gazu cieplarnianego, co w kontekście zmian klimatycznych nie przemawia za dalszym wykorzystywaniem do celów energetycznych tego surowca. Stawia go jednakże w tym samym rzędzie co pozostałe paliwa kopalne, które mają zastosowanie w energetyce zawodowej, a w powszechnym mniemaniu uchodzące za mniej szkodliwe dla otaczającego nas świata przyrody.

2.1.2.2. Węgiel w Polsce

2.1.2.2.1. Zanieczyszczenie

Jak już wspomniano, możliwość neutralizacji szkodliwych emisji powstałych podczas spalania węgla to atrybut elektrowni zawodowych. W dodatku tych największych i najzamożniejszych, nawet jeśli pominąć nadmienianą sekwestrację CO₂ zwykle pozostającą w planach i projektach. Zaawansowane systemy filtrowe pozostają poza zasięgiem mniejszych zakładów i to bez względu na ich kondycję ekonomiczną. Jest to doskonale widoczne na przykładzie Polski, gdzie surowiec ten nadal dominuje w miksie energetycznym. Pochodzi z niego około 60% wytwarzanej energii elektrycznej¹²⁵. Zasilane nim miejskie elektrociepłownie, a przede wszystkim niewielkie ciepłownie często osiedlowe czy gminne nie posiadają możliwości wyposażenia się w zaawansowany technologicz-

¹²⁵ 100 ze 167 TWh, Generation by fuel – Statistical Review of World Energy 2024, s. 56.

nie sprzęt służący oczyszczaniu spalin. W konsekwencji zanieczyszczają najbliższe otoczenie dokładnie tymi samymi substancjami, co paleniska domowe. Dzieje się tak wyłącznie wtedy, kiedy nie są wyposażone w urządzenia neutralizujące szkodliwe emisje, co też należy wyraźnie podkreślić. Dyferencja w takich okolicznościach sprowadza się do jakości nośnika oraz sprawności wykorzystywanego urządzenia grzewczego. O ile w pierwszym przypadku przewaga leży po stronie instytucji, które z powodów formalnych, technicznych oraz ekonomicznych sięgają po lepsze paliwo, o tyle użytkownicy indywidualni nierzadko dysponują wydajniejszymi instalacjami, np. coraz częściej wykorzystuje się kotły 5. klasy, co odpowiada sprawności wyższej niż 88%¹²⁶, wielkości zupełnie nieosiągalnej w energetyce zawodowej. Jest to najprawdopodobniej jedyna zaleta i potencjalna przewaga nad nią przydomowych palenisk w wymiarze środowiskowym. Zdecydowanie korzystniejsze dla otoczenia są systemy zbiorowego zaopatrzenia w ciepło. Nawet jeśli funkcjonujące tu instalacje ustępują pod względem parametrów pracy nowoczesnym urządzeniom użytkowanim przez indywidualnych konsumentów, to i tak w bilansie końcowym stosunek zużytego surowca do energii dostarczonej do zasilanych lokali jest w ich przypadku znacząco niższy. Oznacza to proporcjonalnie mniej zanieczyszczeń na przeliczeniową powierzchnię grzewczą, a zarazem ograniczenie ich rozproszenia. Wiąże się to rzecz jasna z występowaniem większego stężenia niepożądanych produktów spalania, lecz na mniejszym powierzchniowo terenie.

Koncentracja osadów powstałych w wyniku spalania to bardzo poważny problem polskiej prowincji. To tam bowiem znajduje się przytłaczająca większość przydomowych instalacji zasilanych węglem. Brak sieci ciepłowniczych, wieloletnie zaniechania w gazyfikacji terenów wiejskich, konserwatyzm mniejszych społeczności odzwierciedlający się także w sceptycznym podejściu do odnawialnych źródeł energii – to jedne z podstawowych przyczyn tego stanu rzeczy. Nakłada się na to specyfika tamtejszej gospodarki przestrzennej, której cechą własną pozostaje ciągłość użytkowania tego samego gruntu w zabudowie mieszkalnej. W przypadku wymiany pokoleniowej na obszarach wiejskich domy są

¹²⁶ M. Foit, *Kotły węglowe na 5. Klasa w teorii i praktyce*, <https://instalreporter.pl/ogolna/kotly-weglowe-na-5-klasa-w-teorii-i-praktyce/>

przebudowywane zgodnie ze zmieniającymi się potrzebami użytkowników bądź budowane w bezpośrednim sąsiedztwie na rodzinnym gruncie. W wymiarze energetycznym oznacza to istnienie od dekad, a nierzadko przeszło wieku pieców opalanych węglem niezmiennie w jednej i tej samej lokalizacji. Oceniając przeciętne zużycie surowca wyłącznie do celów grzewczych wolnostojącego domu mieszkalnego na około 3 tony rocznie i mnożąc przez czas obecności nieruchomości na danej parceli, zyskujemy pogląd na ilość zużytego tu węgla. Wielkość ta ma z kolei swoje przełożenie na skalę skażenia najbliższej okolicy pyłami pochodzącymi ze spalania tego paliwa. W przytłaczającej większości opadają one w zależności od wysokości komina i siły wiatru w promieniu 20–40 metrów od źródła ciepła¹²⁷. Nader często w gospodarstwach wiejskich w takiej właśnie odległości usadowiony jest przydomowy ogródek warzywno-owocowy. Przez lata użytkowania w pobliżu węglowych urządzeń grzewczych wierzchnia warstwa ziemi pokryta została w nim pyłami powstałymi podczas procesu spalania. Obecne są w nich np. metale ciężkie: arsen, kadm, chrom, nikiel, rtęć, ołów, cynk¹²⁸. Ich nagromadzenie zależnie od okresu, w którym domostwo(a) opalane są paliwem stałym, jest znaczące i najczęściej dyskwalifikuje możliwość wykorzystania pobliskich gruntów do upraw przeznaczonych do spożycia. Nadmienione metale ciężkie nie zamykają listy pierwiastków i związków chemicznych. Jest to jeden z tych aspektów związanych z konsekwencjami korzystania z węgla, które nie odnalazły swego miejsca w publicznej debacie na temat zatrucia środowiska naturalnego z powodu użytkowania zasilanych nim domowych kotłowni na przedmieściach i terenach wiejskich.

Emisja gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń atmosferycznych, zatrucie powietrza toksycznymi związkami chemicznymi oraz pyłami zawieszonymi PM 10 i PM 2,5 stwarzają istotne zagrożenia dla zdrowia i bezpieczeństwa. Zanieczyszczenie benzopirenem nie ma swoich odpo-

¹²⁷ Analiza opadu pyłu dla przykładowego indywidualnego źródła ciepła, https://katowice.eu/SiteAssets/dla-mieszka%C5%84ca/miejskie-centrum-energii/nietruj/materia%C5%82y-edukacyjne/2020-10-22%20Badania%20NIETruj_1%20%281%29.pdf [dostęp: 19.02.2023].

¹²⁸ S. Hławiczka, K. Kubica, U. Zielonka, K. Wilkosz, *Właściwości emisji pyłu i metali ciężkich w procesie spalania węgla w paleniskach domowych*, „Archiwum Ochrony Środowiska” 2001, nr 2, s. 38–40.

wiedników w Europie. Corocznie w Polsce z powodu węglowej kultury energetycznej umiera przedwcześnie na choroby górnych dróg oddechowych nie mniej niż 40 tysięcy chorych oraz trudna do określenia liczba ofiar nowotworów wywołanych fatalną jakością powietrza. Do listy skutków negatywnego oddziaływania emisji pochodzących ze spalania węgla w niezawodowych instalacjach należą dolegliwości układów oddechowego¹²⁹ i krążenia¹³⁰, schorzenia neurologiczne¹³¹, nowotwory¹³² etc. W istocie jest to indeks niemal bez końca¹³³.

Rezultaty badań naukowych i wiedza medyczna na temat negatywnych konsekwencji oddziaływania na organizmy żywe zanieczyszczeń będących ubocznymi rezultatami spalania węgla wydaje się powszechna. Informacje na ten temat dostępne są w prasie, na portalach internetowych. W codziennych serwisach telewizyjnych podawane są do wiadomości dane dotyczące skażenia powietrza w poszczególnych miejscowościach. Jest to jeden z wyróżników alarmujących skutków wykorzystywania węgla jako opału w gospodarstwach domowych.

2.1.2.2.2. Pozycja w polskiej energetyce

Pomimo działań dekarbonizacyjnych i programów służących odejściu od węgla niezmiennie od ponad wieku jego pozycja jedynie w nieznacznym stopniu uległa osłabieniu. Surowiec ten współtworzy panującą kulturę energetyczną¹³⁴. Poszukując odpowiedzi o przyczynę tego stanu rzeczy, a precyzyjniej o powody, dla których proces dekarbonizacji przebiega w Polsce w opieszałym tempie w stosunku do tego, w jakim zachodzi on

¹²⁹ Emisje pyłów, tlenków azotu i ditlenku węgla są jedną z głównych uszkodzeń układu oddechowego. Mogą prowadzić do problemów, takich jak astma, przewlekłe obturacyjne choroby płuc (POChP), zapalenia płuc.

¹³⁰ Szczególnie szkodliwe są uwalniane w wyniku spalania skał węglowych tlenki azotu, które przyczyniają się do chorób serca i nadciśnienia tętniczego.

¹³¹ Kluczowe znaczenie przypisuje się metalom ciężkim.

¹³² Spalanie węgla może prowadzić do powstawania nowotworów płuc, wątroby, nerek i innych narządów, ze względu na zawartość w emisjach substancji kancerogennych, takich jak benzen i dioksyny.

¹³³ Wśród najbardziej zagrożonych zdrowotnie z powodu emisji powstałych w wyniku spalania węgla są dzieci. Zanieczyszczenia te przyczyniają się do dysfunkcji mózgu i płuc, co prowadzi do trudności w uczeniu się i problemów rozwojowych.

¹³⁴ R. Rosicki, *Kultury energetyczne...*, *op.cit.*, s. 81–114.

w sąsiadujących państwach unijnych, wskazać należy wyzwania, które utrudniają jego realizację. Wśród nich jako podstawowe można wymienić te natury politycznej:

- siłę oddziaływania politycznego dziesiątek tysięcy osób zatrudnionych w kopalniach oraz firmach powiązanych z branżą, które produkują lub świadczą wyspecjalizowane usługi na jej rzecz,
- obawy o pogorszenie sytuacji ekonomicznej regionów związanych z górnictwem i brak strukturalnych planów alternatywnych źródeł rozwoju,
- brak jednolitej długoterminowej strategii dekarbonizacji, która określałaby cele i kierunek działań w tym zakresie. Pomimo kilku dokumentów i deklaracji rządu dotyczących odejścia od węgla, nie ma spójnej wizji, jak ma wyglądać polska gospodarka po transformacji energetycznej,
- opór polityków i społeczeństwa uznających proces dekarbonizacji za zbyt kosztowny i mogący spowodować pogorszenie sytuacji gospodarczej, a także przyczynić się do wzrostu cen energii dla konsumentów.

Ostatni z elementów podnosi wprawdzie kontekst ekonomiczny, lecz w istocie nie posiada takiego wymiaru. Problem nie jest bowiem generowany czynnikami o takim charakterze, lecz lękiem przed nim. Do barier dekarbonizacyjnych o podłożu gospodarczym można natomiast zaliczyć:

- znaczenie roli górnictwa węglowego w polskiej gospodarce jako nadal istotnego jej sektora,
- brak inwestycji pozwalających na zastąpienie starych bloków węglowych nowymi zasilanymi gazem ziemnym,
- konieczność przeznaczenia znaczących nakładów finansowych na modernizację istniejących i budowę nowych elektrowni.

I tu jednak każdy z elementów determinowany jest imperatywem politycznym. Nadmieniony brak strategii transformacyjnej skutkuje z jednej strony podtrzymywaniem zawodowej energetyki węglowej, co przekłada się na zachowanie znaczącego udziału w PKB sektora związanego z wydobywaniem tego surowca, a z drugiej spowodowaną modernizacją infrastruktury produkcyjnej i przesyłowej oraz obawą przed chybionymi

inwestycjami hamującymi cały proces lokowania nowych źródeł wytwórczych.

Polityczna kontrola spółek sektora za sprawą posiadanych przez Skarb Państwa udziałów właścicielskich i związany z tym nadzór ministerialny prowadzą do traktowania tych podmiotów jako narzędzi sprawowania władzy. Zarządzane przez nominatów politycznych, a nie menadżerów branżowych pozostają często deficytowe. Nagminnie wypracowane środki finansowe lokują w przedsięwzięcia niezwiązane z profilem produkcji, lecz służące interesom partyjnym, redukując swój potencjał modernizacyjno-inwestycyjny.

Szeroko pojęta branża węglowa obejmująca wydobycie, usługi na rzecz kopalń i cały rynek zbytu i przetwórstwa (wykorzystania) surowca charakteryzuje się ponadprzeciętnym zatrudnieniem. W 2020 roku w samym jedynie górnictwie węgla kamiennego pracowało ponad 80 000 osób¹³⁵, nie mniej w firmach serwisowych i produkcyjnych działających na jego rzecz. Są to zazwyczaj podmioty wydzielone z kopalni, które nominalnie są niezależne i samodzielnie działają na rynku, lecz w istocie kooperują głównie z zakładami „matkami”. Nierzadko nadal powiązane z nimi kapitałowo, niejednokrotnie też z udziałem Skarbu Państwa stanowią potężną pod względem liczby miejsc pracy przybudowę gałęzi wydobywczej. Łącznie z nią generują od kilku do kilkunastu tysięcy wakatów, które stanowią swoistą rekompensatę dla zaplecza politycznego partii rządzącej za pomoc i udzielone podczas wyborów wsparcie. Jest to jeden z kluczowych determinantów politycznego zainteresowania utrzymaniem branży węglowej, nie mniej istotny niż wykorzystywanie środków spółek węglowych do finansowania powiązanych z partią rządzącą mediów, co pozwala na kontrolowanie informacji przekazywanych społeczeństwu. Umożliwia też sponsoring wydarzeń, które w zawoalowanej formie pozostają elementami kampanii wyborczych.

Brak zainteresowania ze strony polityków dekarbonizacją można uznać zatem za zrozumiały z ich punktu widzenia. Bieżące profity, jakie czerpią z tytułu utrzymania status quo, są nader wyraźne i trudne do za-

¹³⁵ J. Frankowski, J. Mazurkiewicz, J. Sokołowski, P. Lewandowski, *Zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w zagłębiu górnośląskim*, https://ibs.org.pl/app/uploads/2020/09/IBS_Research_Report_01_2020.pdf

stąpienia w wytyczanym kadencjami horyzoncie czasowym. W rezultacie rządzący forsują projekty inwestycyjne związane z węglem, takie jak np. budowa nowych kopalń lub modernizacja istniejących. Decyzje te często są podejmowane bez uwzględnienia ekonomicznych lub ekologicznych aspektów i służą przede wszystkim doraźnym interesom partyjnym.

Polityczna opieka wyrażona poprzez dbałość, by węgiel kamienny pozostawał tak długo jak to jest możliwe paliwem w Polsce, rzutuje na cały proces dokonującej się w tutejszej energetyce transformacji. Opóźnia ją i nierzadko wypacza nadane jej kierunki i perspektywy. Za przykład posłużyć może przyjęcie nowelizacji do ustawy o OZE¹³⁶, w której, legalizując stosowaną przez krajowe elektrownie praktykę dokładania do wsadu węglowego drewna pozyskiwanego z wycinki lasów, określono je mianem „energetycznego” i uznano za paliwo¹³⁷. Takie rozwiązanie pozwalało w świetle przepisów prawnych definiować wytwarzanie w takich obiektach energii elektrycznej jako koospalanie surowców kopalnych i biomasy, traktując to jako element energetyki odnawialnej i działań na rzecz ochrony środowiska. Stanowisko środowisk naukowych przeciwstawiające się takiemu podejściu zostało przez polityków zignorowane¹³⁸.

Popularnym argumentem mającym przemawiać na rzecz użytkowania węgla w Polsce jest jego „rodzime” pochodzenie i cena czyniąca go najtańszym paliwem grzewczym na rynku. W istocie te argumenty można uznać za prawdziwe jedynie warunkowo. W pierwszym przypadku można potwierdzić posiadanie przez Polskę złóż węgla kamiennego oraz brunatnego i ich wydobycie. Nie są to jednak wielkości, które zaspakajają miejscowy popyt na ten surowiec. Dotyczy to tak odbiorców indywidualnych, jak i energetyki zawodowej. Deficyt w jego bilansie utrzymuje się od połowy drugiej dekady XXI wieku i systematycznie się pogłębia. W ostatnich dekadach można zaobserwować wyraźną dychotomię procesu dekarbonizacyjnego. Przejawia się ona zróżnicowa-

¹³⁶ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2015 poz. 478).

¹³⁷ Ustawa z dnia 16 lipca 2020 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2020 poz. 1503).

¹³⁸ Naukowcy stanowczo: spalanie drewna nie jest zieloną energią, <https://www.wnp.pl/energetyka/naukowcy-standowczo-spalanie-drewna-nie-jest-zielona-energia,409868.html> [dostęp: 3.04.2023].

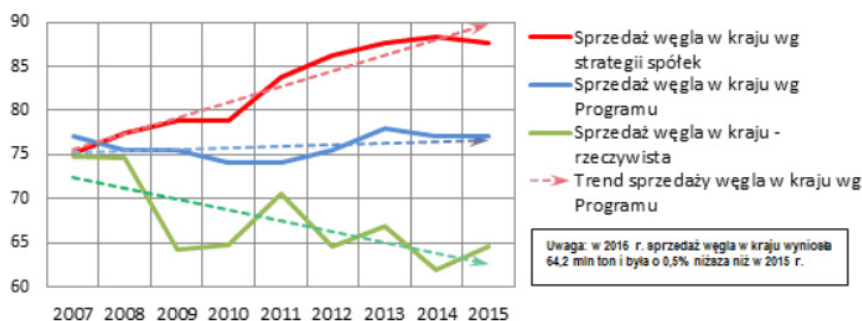
niem dynamiki spadku wydobycia węgla i popytu na niego. Tempo tego ostatniego coraz wyraźniej ustępuje pierwszemu. Jednym z wyjaśnień tego stanu rzeczy są międzynarodowe zobowiązania związane z przeciwdziałaniem zmianom klimatycznym podjęte przez rząd Polski oraz realizacja służącej tym samym celom polityki energetycznej Unii Europejskiej, które pociągnęły za sobą restrukturyzację branży przejawiającą się w zamykaniu nierentownych kopalń i stopniowym wygaszaniu pracy pozostałych. Decyzje podejmowane były nie tylko ze względów związanych z ochroną środowiska, lecz także z pobudek stricte ekonomicznych. Stopniowe wyczerpywanie się niższych i łatwiej dostępnych pokładów surowca niosło za sobą rosnące koszty eksploatacji pozostałych złóż. Za decyzjami politycznymi dotyczącymi redukcji, a daleko siężnie zaprzestania wydobycia, nie nadążała zmiana przyzwyczajień konsumentów indywidualnych i przemysłu. W rezultacie szybszego tempa spadku wydobycia niż popytu powstały na rynku krajowym deficyt węgla kamiennego uzupełniał import.

Tab. 2.4. Produkcja, konsumpcja i import węgla kamiennego w Polsce

| Rok | Konsumpcja | Produkcja | Import |
|------|------------|------------|------------|
| 2010 | 82,0 mln t | 76,2 mln t | 14,2 mln t |
| 2011 | 79,1 mln t | 75,7 mln t | 15,0 mln t |
| 2012 | 75,2 mln t | 79,2 mln t | 10,2 mln t |
| 2013 | 77,3 mln t | 76,5 mln t | 10,5 mln t |
| 2014 | 72,8 mln t | 72,5 mln t | 10,4 mln t |
| 2015 | 72,3 mln t | 72,2 mln t | 8,3 mln t |
| 2016 | 74,2 mln t | 70,4 mln t | 8,3 mln t |
| 2017 | 74,6 mln t | 65,5 mln t | 12,9 mln t |
| 2018 | 74,2 mln t | 63,4 mln t | 19,7 mln t |
| 2019 | 68,3 mln t | 61,6 mln t | 16,7 mln t |
| 2020 | 62,4 mln t | 54,4 mln t | 12,8 mln t |
| 2021 | 69,6 mln t | 55,0 mln t | 12,7 mln t |
| 2022 | 52,4 mln t | 52,8 mln t | 16,9 mln t |
| 2023 | 46,2 mln t | 48,3 mln t | bd |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS.

Sprowadzany surowiec zyskiwał coraz większą przewagę nad pozyskiwanym w kraju. Oferowany po niższej cenie i precyzyjniej dostosowany do potrzeb gospodarki energetycznej, obnażył słabość rodzimego gór-



Rys. 2.4. Prognoza i rzeczywista sprzedaż węgla w kraju pochodzącego od rodzimych producentów (w mln ton)

Źródło: NIK, NIK o górnictwie węgla kamiennego w latach 2007–2015, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/nik-o-gornictwie-wegla-kamiennego-w-latach-2007-2015.html>.

nictwa węgla kamiennego. Stan rzeczywisty i prognozy spółek istotnie się różniły.

Nawet uwzględniając opłaty celno-skarbowe i koszty transportu pozostawał tańszy niż rodzimy. W przeciwieństwie do niego oferowany jest przeważnie w bryłach, który w tej postaci jest znacznie bardziej użyteczny niż krajowa produkcja z przewagą drobno uziarnionego surowca. Wynika to m.in. z:

- wydajności spalania – ma większą gęstość niż drobne ziarna o zbliżonej kubaturze czy wadze, co w rezultacie czyni bryłę bardziej energetyczną i pozwala jej na uzyskanie wyższych temperatur w palenisku,
- bezpieczeństwa – węgiel w postaci drobnych ziaren może być bardziej podatny na wybuchy pyłu węglowego, co stanowi poważne zagrożenie dla ludzi i mienia. Bryły nie stwarzają takiego zagrożenia i w takiej też postaci węgiel jest bezpieczniejszy do przechowywania i transportu,
- łatwiejszej obsługi – węgiel w bryłach można składować i transportować w większych ilościach. Małe ziarna mogą być trudne do przemieszczania ze względu na swoją drobną strukturę.

Za sprawą wskazanych elementów to właśnie głównie surowiec pochodzący z zagranicy trafia do kotłów i pieców w gospodarstwach domowych, a wydobyte krajowe zasila rodzimy przemysł. Nie jest jednakże

w stanie w pełni zaspokoić jego potrzeb. Odpowiedzialność za ten stan rzeczy ponosi w dużej mierze sposób eksploatacji pokładów surowca przekładający się na strukturę urobku oraz pokaźny udział węgla kokosowego, który po ograniczeniu potencjału branży hutniczej nie znajduje w pełni zbytu na rodzimym rynku.

2.1.2.2.3. Kontekst ekonomiczny

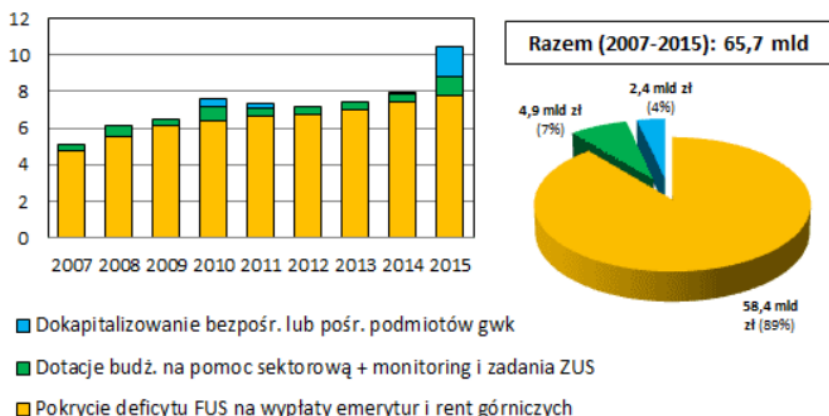
Poważnym problemem pozostaje sam koszt pozyskanego węgla kamiennego. Jak już wspomniano, oferowany surowiec krajowy jest droższy niż sprowadzany z zagranicy i to pomimo opłat skarbowych ponoszonych przez importerów oraz środków finansowych wydawanych na transport z odległych zakątków świata. Ma on wyższą cenę, chociaż jego wydobycie jest subsydiowane przez państwo, a kopalnie mają kłopoty z utrzymaniem rentowności i cyklicznie od trzech dekad są oddłużane przez kolejne ekipy rządowe. Decyzje o sygnowaniu kolejnych środków budżetowych na ten cel są nierzadko wymuszane siłowo. Niezwykle skuteczną formą nacisku są protesty górnicze animowane i przeprowadzane przez branżowe związki zawodowe¹³⁹. Scenariusz tych wydarzeń powielany jest od lat i w zasadniczym zarysie niezmienny. Zwożone pod siedzibę parlamentu setki, a niejednokrotnie tysiące osób zatrudnionych bądź powiązanych biznesowo z sektorem występują z żądaniem. Manifestacje nie mają przebiegu pokojowego, co znajduje swoje odzwierciedlenie w zainteresowaniu medialnym. Dotąd żaden gabinet w Polsce nie oparł się presji i nie zdarzyło się, by roszczenia nie zostały przynajmniej częściowo zaspokojone. Ponoszone z tytułu realizacji postulatów górniczych obciążenia budżetu państwa są znaczące¹⁴⁰.

Wsparcie dla sektora wydobywczego węgla kamiennego w latach 2007–2015 przekroczyło 65 mld zł. Tak wtedy, jak i obecnie realizowane jest ono kosztem innych wydatków Skarbu Państwa i to w przeważającej mierze zupełnie bezproduktywnie¹⁴¹. Desygnowane nań środki niczego

¹³⁹ M. Kamola-Cieślak, *Bezpieczeństwo energetyczne Polski a sytuacja ekonomiczna Kompanii Węglowej SA po 2014 roku*, „Bezpieczeństwo. Teoria i Praktyka” 2016, t. 22, z. 1, s. 135, 140, 142, <https://www.ceeol.com/search/viewpdf?id=578252>

¹⁴⁰ *Ibidem*.

¹⁴¹ M. Białas, *Pomoc publiczna dla górnictwa węgla kamiennego w świetle nowej decyzji Rady Unii Europejskiej*. Materiały XXIII konferencji z cyklu Zagadnie-



Rys. 2.5. Wsparcie państwa dla sektora górnictwa węgla kamiennego (w mld zł)

Źródło: NIK o górnictwie węgla kamiennego w latach 2007–2015, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/nik-o-gornictwie-węgla-kamiennego-w-latach-2007-2015.html> [dostęp: 11.09.2024].

nie mogą zmienić, gdyż realizacja żądań dotyczących przyszłości branży jest nierealna¹⁴². Na przykład w protestach w 2015 i 2016 roku manifestanci domagali się m.in:

- zwiększenia dotacji dla kopalń węgla kamiennego, które mają problemy finansowe i potrzebują wsparcia państwa,
- utrzymania zatrudnienia w górnictwie,
- kontynuowania inwestycji w technologie ekologiczne i modernizację kopalń węgla kamiennego, aby zwiększyć ich efektywność i zmniejszyć emisję szkodliwych substancji,
- utrzymania konkurencyjności polskiego górnictwa na rynku międzynarodowym i rozwijania eksportu węgla kamiennego¹⁴³.

nia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej, Zakopane 2011, s. 17–26.

¹⁴² Co znajduje swoje potwierdzenie w opiniach eksperckich, M. Lis, J. Kotelska, *Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego w Polsce w perspektywie oceny interesariuszy*, Dąbrowa Górnicza 2022, s. 209–210.

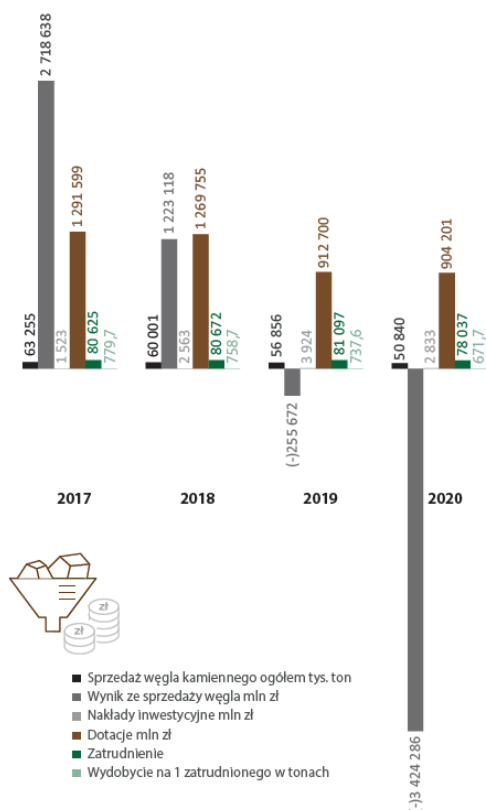
¹⁴³ M. Kamola-Cieślak, *Bezpieczeństwo...*, *op.cit.*, s. 140–142 oraz J. Bednorz, *Polscy producenci węgla kamiennego w czasie kryzysu – lata 2013–2015*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN” 2015, s. 7–15, <https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element>.

Każdy z trzech pierwszych przytoczonych postulatów podnosił koszty każdej tony pozyskanego urobku, co w istocie stało w jaskrawej sprzeczności z ostatnim żądaniem. Obawy władz przed ponownymi wystąpieniami przyniosły dalsze wsparcie finansowe dla sektora, co jednakże nie zmieniło jego sytuacji (patrz. rys. 2.5.) Utrzymało niezwykle kosztowne dla budżetu państwa status quo. Branża wydobywcza nadal pozostawała deficytowa, generując pokaźne straty. Jej produkty były dotowane przez państwo, a i tak były droższe niż surowiec sprowadzany. Przegrywały też z nim konkurencję. Działo się to i dzieje nadal, chociaż oficjalna cena wydobycia węgla kamiennego w poszczególnych kopalniach pozostaje w istocie kosztem, jaki ponosi sam zakład i zasadniczo odbiega od rzeczywistych obciążeń, jakie z tego tytułu od lat ponosi społeczeństwo. Nie obejmuje bowiem całego szeregu przyjmowanych zobowiązań, jakie generuje sektor, które rzutują obecnie na stan finansów publicznych i co gorsza będą go zubażać w przyszłości. Wśród nich wymieniłem należy:

- emerytury górnicze – znacznie wyższe niż średnie uposażenie otrzymywane z tego tytułu i znacząco też dłużej wypłacane, gdyż nie podlegają ustawowym wymogom wiekowym 60/65,
- szkody górnicze – które rekompensowane są w niewielkim stopniu, najczęściej zaspakajają część roszczeń wyrządzonych w nieruchomościach samorządów oraz osób fizycznych i firm. Nie kompensują strat powstałych na drogach czy w lasach państwowych,
- szkody zdrowotne – ponoszone przez państwo na leczenie chorób dróg oddechowych oraz nowotworów wywołanych przez zanieczyszczenia powstałe w wyniku spalania węgla.

Żaden z nich nie jest wliczany w koszt wydobycia każdej tony urobku. O ile ostatni z elementów może uchodzić za konsekwencje utrzymywania się kultury energetycznej, w której spalanie węgla w gospodarstwach domowych pozostaje przejętym z tradycji sposobem na uzyskanie ciepła i w tym kontekście nie obciąża bezpośrednio kopalń węglowych i polityki ich wspierania, o tyle dwa pierwsze elementy są nierozdzielnie związa-

baztech-26f709c9-f380-48bb-a1b0-d8954bb4fc1b/c/90-zn-02-Bednorz.pdf [dostęp: 11.09.2024].



Rys. 2.6. Podstawowe wyniki górnictwa węgla kamiennego w latach 2017–2020

Źródło: NIK, Informacja o wynikach kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji przygotowanie i realizacja „Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce” KGP.430.14.2022 Nr ewid. 23/2022/P/21/019/KGP, s. 9, https://www.nik.gov.pl/kontrole/wyniki-kontroli-nik/pobierz,kgp~p_21_019_202108251059441629881984~01,typ,kk.pdf [dostęp: 11.09.2024].

ne z ich funkcjonowaniem. Nieuwzględnianie wydatków, jakie generują dla budżetu państwa, może uchodzić za zabieg księgowy, który na ich rachunku powinien pojawić się w finalnym bilansie. Rzeczywista cena tony urobku to suma wszystkich nakładów, jakie poniesiono z tego tytułu, łącznie z wydatkami niepowiązаныmi z procesem wydobywania, np. ubezpieczenia społeczne.

Usiłując nawet prowizorycznie określić nakłady ponoszone na tonę węgla wydobytego w Polsce, uwzględnijmy wskazane powyżej elementy.

Zgodnie z raportem NIK w latach 2007–2015 kopalnie węgla kamiennego uzyskały od Skarbu Państwa wsparcie na poziomie 65,7 mld zł¹⁴⁴. W tym czasie wydobyto na powierzchnię około 700 mln ton. Oznacza to dopłatę do każdej tony 94 zł. Nominalnie likwidacja szkód górniczych spoczywa na kopalniach odpowiedzialnych za ich powstanie. Państwo nie wysuwa jednakże takich roszczeń, a jeśli już, to czyni to bardzo rzadko. W konsekwencji ich koszt jest trudny do określenia, gdyż w znaczącej części przypadków nie są one usuwane. W kopalniach, w których zakończono wydobywanie, obowiązek ten spoczywa na funduszu likwidacji zakładu górniczego, który z założenia został do tego powołany¹⁴⁵. I te jednakże wspierane są przez państwo¹⁴⁶. Podmioty, które zakończyły swą działalność związaną z pozyskiwaniem surowca do końca 2006 roku, biorą na siebie odpowiedzialność za pokrycie wszelkich strat powstałych w wyniku reaktywacji starych zrobów¹⁴⁷. W wymiarze finansowym oznacza to kolejne poważne obciążenia Skarbu Państwa¹⁴⁸. W bilansie kosztów wydobywania to kolejne od kilku do kilkunastu złotych na tonie. Podobnie rzecz ma się z emeryturami górniczymi. Rzeczywisty koszt dofinansowania każdej tony pozyskanego z rodzimych kopalń węgla kamiennego w 2020 roku to nie mniej niż 100 zł. Jest to kwota zbliżona do łącznych nakładów ponoszonych w tym samym czasie na wydobywanie tony tego surowca w RPA. W efekcie w kwietniu 2020 roku w portach ARA (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpia) jego cena wahała się wokół 50 USD¹⁴⁹. W tym samym czasie po zbliżonym kursie na krajowym rynku kontrak-

¹⁴⁴ NIK o górnictwie węgla kamiennego w latach 2007–2015, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/nik-o-gornictwie-wegla-kamiennego-w-latach-2007-2015.html> [dostęp: 11.09.2024].

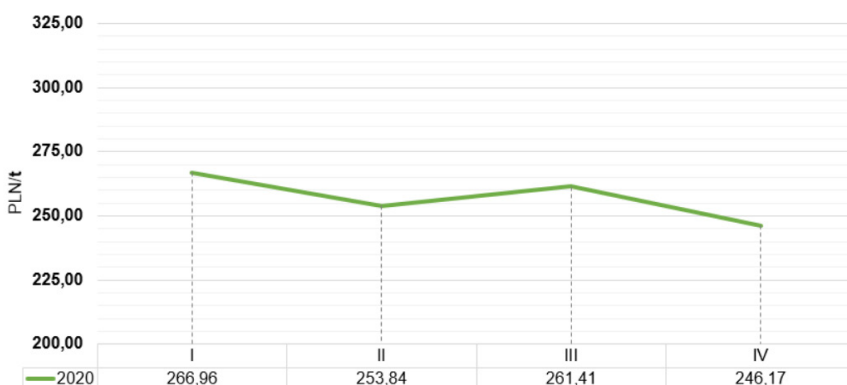
¹⁴⁵ Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze, art. 128 (Dz. U. 2011 Nr 163, poz. 981).

¹⁴⁶ Odpowiedź podsekretarza stanu w Ministerstwie Gospodarki – z upoważnienia ministra – na interpelację nr 15474 w sprawie informacji o możliwości ograniczenia finansowania naprawy szkód górniczych na Śląsku.

¹⁴⁷ *Ibidem*.

¹⁴⁸ Prawie 5 tys. wniosków o naprawę szkód górniczych, <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Prawie-5-tys-wnioskow-o-naprawe-szkod-gornicznych-4095825.html> [dostęp: 11.09.2024].

¹⁴⁹ Richards Bay (RPA), https://www.wnp.pl/gornictwo/notowania/ceny_wegla/?zakres=4



Rys. 2.7. Wskaźnik cenowy węgla energetycznego zużywanego do produkcji energii elektrycznej w ujęciu kwartalnym w 2020 roku (w PLN/t)

Źródło: Giełdowa platforma informacyjna, Komunikat Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z dnia 15 stycznia 2021 r. w sprawie przeciętnej średniorocznej ceny detalicznej 1000 kg węgla kamiennego w 2020 r., <https://stat.gov.pl/sygnalne/komunikaty-i-obwieszczenia/lista-komunikatow-i-obwieszczen/komunikat-w-sprawie-przecietnej-sredniorocznej-ceny-detalicznej-1000-kg-węgla-kamiennego-w-2020-roku,53,8.html> [dostęp: 11.09.2024].

towali go wprawdzie producenci energii¹⁵⁰, lecz mniejsi odbiorcy płacili już czterokrotność tej stawki¹⁵¹. Nie był on atrakcyjną ofertą dla tego typu rodzimej klienteli nie tylko, jak wspomniano, jakościowo, lecz i kosztowo. Wbrew pozorom nie był on też najlepszym wyborem ze względu na strukturę wydobywanej skały węglowej także dla energetyki zawodowej. Był przez nią nabywany ze względu na powiązania kapitałowe kopalni i elektrowni węglowych oraz korzystniejsze dla strony popytowej warunki płatności niż w przypadku węgla importowanego, którego zakup łączy się z koniecznością uiszczenia opłat celno-skarbowych, zwykle niezwłocznie wymagalnych po transakcji.

¹⁵⁰ Wskaźniki cenowe zakupu węgla energetycznego przez wytwórców, <http://gpi.tge.pl/pl/web/wegiel/48> [dostęp: 11.09.2024].

¹⁵¹ Komunikat Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z dnia 15 stycznia 2021 r. w sprawie przeciętnej średniorocznej ceny detalicznej 1000 kg węgla kamiennego w 2020 r., <https://stat.gov.pl/sygnalne/komunikaty-i-obwieszczenia/lista-komunikatow-i-obwieszczen/komunikat-w-sprawie-przecietnej-sredniorocznej-ceny-detalicznej-1000-kg-węgla-kamiennego-w-2020-roku,53,8.html> [dostęp: 11.09.2024].

Z czterech głównych elementów determinujących konkurencyjność surowca: cena, jakość, dostępność, polityka państwa, dwa pierwsze wyraźnie nie przemawiały na jego rzecz. Kluczowego znaczenia nabierają w tym kontekście dwa kolejne.

Dostępność krajowego surowca do końca pierwszego kwartału 2022 roku była w dużej mierze konsekwencją ograniczonego zainteresowania nim ze strony popytowej, o czym decydowały omawiane czynniki. W rezultacie część urobku od lat zalegała na przykopalnianych zwałach. Powiększały się z każdym rokiem, stając się problemem wymagającym interwencji na poziomie rządowym¹⁵². Za sprawą wybuchu wojny na Ukrainie rozwiązał się niemal samoczynnie. Wygaszenie wymiany handlowej z Rosją przyczyniło się do wzrostu obaw dotyczących zapewnienia należytego zaopatrzenia w surowce energetyczne. Odnosiły się one, co warto podkreślić, głównie do ropy naftowej i gazu ziemnego. To przewidywany ich deficyt stanowił bodziec do ponownego wzrostu zainteresowania węglem kamiennym. Podniósł popyt na to paliwo do poziomu znacznie wykraczającego ponad wielkość krajowej konsumpcji z poprzednich lat. Doprowadził do sytuacji, w której wszystkie zapasy nagromadzone przez lata na przykopalnianych zwałach zostały niezwłocznie rozsprzedane po cenach kilkukrotnie wyższych niż te obowiązujące w pierwszych tygodniach 2022 roku, kiedy to nie mogły znaleźć nabywców, gdyż uchodziły za zbyt drogie. Cała przyszła produkcja wszystkich polskich kopalni została zakontraktowana na wiele miesięcy do przodu. Rząd zmuszony był do reglamentacji surowca i zapowiedzi wprowadzenia kar za zawyżanie jego cen. Dla odbiorców indywidualnych wprowadzono dopłaty do zakupu węgla kamiennego, limitując ilość dofinansowanego paliwa do 2 ton na gospodarstwo domowe. Dodatkowo sprowadzono do Polski ponad 20 mln ton surowca, co w stosunku r/r stanowiło wzrost o 61,7%¹⁵³. Wspomnianą ilość około 3 mln stanowił węgiel koksowniczy przeznaczony dla hutnictwa, a 17,2 mln węgiel energetyczny wykorzystywany głównie w zawodowych elektrowniach i ciepłowniach, a także w zakła-

¹⁵² <https://www.wnp.pl/gornictwo/minister-chce-rozwiazac-problem-węgla-na-przykopalnianych-zwałach,365979.html> [dostęp: 11.09.2024].

¹⁵³ ARP: Import węgla do Polski wzrósł o 61,7% r/r do 20,2 mln ton w 2022 r., <https://wysokienapiecie.pl/krotkie-spiecie/arp-import-w-gla-do-polski-wzr-s-o-61-7-r-r-do-20-2-mln-ton-w-2022-r/> [dostęp: 11.09.2024].

dach prowadzących produkcję w systemach kogeneracyjnych. Około 25% z niego posiadało strukturę, czyli tzw. uziarnienie, w przedziale 300 mm – 8 mm, odpowiadając handlowym sortymentom: kostka, orzech, groszek¹⁵⁴, przydatnym odbiorcom indywidualnych¹⁵⁵. Zestawiając ze sobą nagromadzone do wiosny 2022 roku na przykopalnianych zwałach zapasy, wielkość wydobycia w rodzimych KWK w 2022 roku oraz ilość sprowadzonego węgla kamiennego, uzyskujemy popyt na surowiec na poziomie nienotowanym od dekady. Wynik ten ma prawo budzić poważne wątpliwości. Sezon grzewczy 2022/2023 był nadzwyczaj łagodny. Liczba bloków węglowych i kotłów opalanych tym paliwem nie wzrosła. Nie podniosła się także ich moc. Bardziej niż trudno wskazać jakąkolwiek logiczną okoliczność, która uzasadniałaby absorpcję całej zwiększonej podaży w stosunku do lat poprzednich. Podobnie rzecz ma się z gospodarstwami domowymi. Powiązane z dotacjami unijnymi programy promujące rezygnację z paliw stałych na rzecz czystszych nośników energii, kampanie proekologiczne NGO-ów, inicjatywy samorządowe w miastach oferujące korzystanie z sieci ciepłowniczych i subsydia na wymianę tradycyjnych pieców na inne źródła ciepła – skutkowały redukcją gospodarstw domowych stosujących węgiel do ogrzewania.

Sytuację z węglem kamiennym w polskiej energetyce, która zaistniała przed sezonem grzewczym 2022/2023 i utrzymała się przez cały okres jego trwania, można analizować w wielu wymiarach. Spoglądając na dane dotyczące wielkości popytu i potencjału użytkowego może ona jawić się jako fenomen socjologiczny polegający na oddolnym kreowaniu postaw konsumenckich niedających się uzasadnić. Powstał obraz rzeczywistości gospodarczej w obszarze podażowym, który był niespójny z raportowanymi stanami oraz wielkościami zapasów surowca, co skłoniło rząd do podejmowania decyzji o interwencyjnych zakupach za pośrednictwem podlegających mu spółek. Zważywszy na łączące się z tym wsparcie, było one nie tyle sprzeczne z ich partykularnym bieżącym interesem, lecz skutkowałyby długo- i średnioterminowym uszczupleniem

¹⁵⁴ Węgiel kamienny – podstawowe fakty, <https://www.pgi.gov.pl/psg-1/psg-2/informacja-i-szkolenia/wiadomosci-surowcowe/10413-wegiel-kamienny-podstawowe-fakty.html>

¹⁵⁵ Podstawowe parametry węgla kamiennego, https://czysteogrzewanie.pl/podstawy/podstawowe-parametry-węgla-kamiennego/#Jaki_sortyment_węgla_wybrac

zasobów Skarbu Państwa. Postrzeganie całej kwestii przez pryzmat poszukiwań naukowych i analiz rynku właściwych dla ekonomii pozostaje daleko niewystarczający. Nie sposób go wpasować w podstawowe zasady kształtujące relacje popyt– podaż. Zupełnie do niego nie przystają. Handel węglem kamiennym w Polsce w okresie poprzedzającym sezon grzewczy 2022/2023 w istocie przestał spełniać kryteria właściwe dla tego, co kryje się pod pojęciem „rynek”.

Zgodnie z wcześniejszymi ustaleniami, ostatnim ze wskazanych obszarów odpowiedzialnym za utrzymywanie węgla kamiennego jako paliwa w polskiej energetyce jest oddziaływanie polityczne. Po eliminacji, jako walorów czyniących konkurencyjnymi krajowe wydobywania, takich czynników jak: cena, jakość, dostępność – pozostaje ono też jedynym identyfikowalnym czynnikiem stojącym za kontynuacją jego wydobywania i dalszą obecnością w sprzedaży. Wpływ na konkurencyjność rodzimego surowca odzwierciedla się poprzez:

- subsydia i preferencyjne traktowanie w zakresie podatków i opłat skarbowych¹⁵⁶,
- inwestycje w infrastrukturę¹⁵⁷,
- spowalnianie i hamowanie w rozwoju alternatywnych źródeł energii¹⁵⁸,
- brak działań na rzecz dekarbonizacji, opóźnianie realizacji celów klimatycznych UE¹⁵⁹.

Aktywność rządu polskiego ma poważne reperkusje gospodarcze. Krótkoterminowo sytuacja z sezonu grzewczego 2022/2023 będzie rzutowała na wyniki spółek energetycznych wykorzystujących do produkcji energii elektrycznej i ciepła węgiel kamienny, a za ich pośrednictwem na

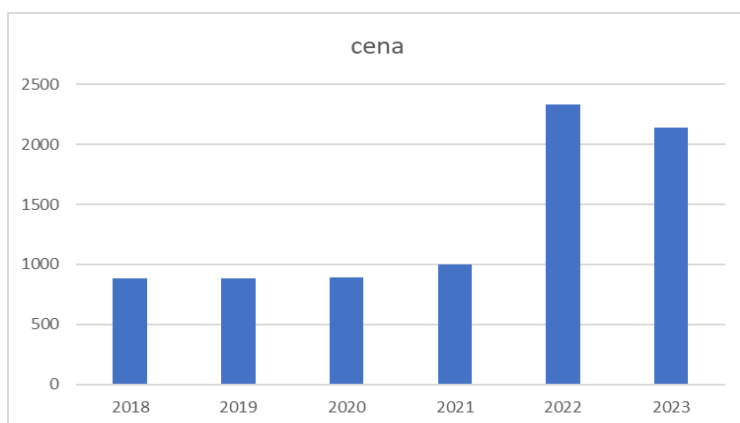
¹⁵⁶ Węgiel kamienny jest opodatkowany niższą stawką podatku akcyzowego niż inne paliwa, co przyczynia się do jego niższej ceny na rynku. Ponadto, rząd oferuje różnego rodzaju subsydia i dotacje dla sektora węglowego, co zmniejsza koszty produkcji i zwiększa konkurencyjność węgla na rynku.

¹⁵⁷ Inwestuje w elektrownie i magazyny węgla, co poprawia konkurencyjność węgla jako paliwa.

¹⁵⁸ To wpływa na utrzymanie dominacji węgla na rynku energetycznym, co z kolei wpływa na konkurencyjność węgla jako paliwa.

¹⁵⁹ Utrudnia rozwój alternatywnych źródeł energii i zwiększa konkurencyjność węgla jako paliwa.

cenę tych produktów. Wynika to z podniesionego wydobycia i importu w 2022 roku. Za tonę surowca odbiorcy instytucjonalni, podobnie zresztą jak konsumenci indywidualni, płacili od kwietnia kilkukrotnie więcej niż do tej pory. W przypadku dokonujących zakupu osób fizycznych różnica ta przekraczała 100% pomimo dopłat rządowych wynoszących 3000 zł na jedno gospodarstwo domowe, co odpowiadało w przybliżeniu średnim wydatkom, jakie ponosiły one z tytułu zakupu węgla kamiennego rok wcześniej¹⁶⁰.



Rys. 2.8. Średnia cena węgla kamiennego w ofercie detalicznej w latach 2018–2023 (w pln/t)

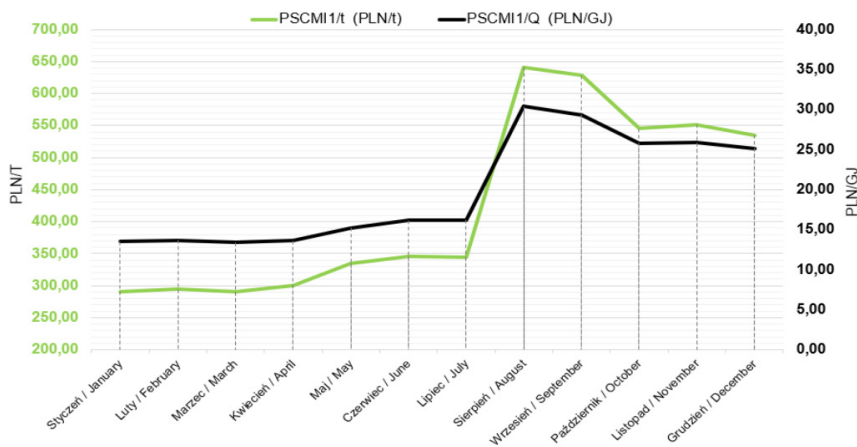
Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Komunikatów Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w sprawie przeciętnej średniorocznej ceny detalicznej 1000 kg węgla kamiennego w latach 2018–2023, <https://stat.gov.pl/sygnalne/komunikaty-i-obwieszczenia/lista-komunikatow-i-obwieszczen/komunikat-w-sprawie-przecietnej-sredniorocznej-ceny-detalicznej-1000-kg-wegla-kamiennego-w-2020-roku,53,8.html>.

Wyższe stawki i nadzwyczaj łagodna zima skutecznie przyczyniły się do ograniczenia konsumpcji w tej grupie odbiorców. Rosnące koszty zakupu przeliczeniowej jednostki energetycznej spowodowały spadek popytu na nią na całym rynku. Oszczędne gospodarowanie energią

¹⁶⁰ Izba Gospodarcza Sprzedawców Polskiego Węgla, *Wydatki na zakup węgla w gospodarstwach domowych w sezonie 2021/2022 raport z badania ilościowego*, <https://pigsw.pl/wp-content/uploads/2022/02/RAPORT-wydatki-na-zakup-w%C4%99gla-2021-22.pdf> [dostęp: 11.09.2024].

pozostało wszechobecne także w instytucjach publicznych i podmiotach businessowych. W rezultacie produkcja energii elektrycznej i ciepła przez energetykę zawodową spadła, a co za tym idzie – podmioty branżowe zużyły dużo mniej węgla kamiennego, niż zakładano. Zostały im pokaźne jego zapasy. Magazynowano go, ulegając sztucznie podsyćcanemu popytowi, a także postrzegając surowiec jako środek tezauryzacji. W rezultacie na rynku węglowym w kraju zapanowała nadpodaż. Podmioty branżowe zaopatrzone zostały w ilości pozwalające im na kilkumiesięczne funkcjonowanie bez dodatkowych dostaw. Zgromadzone rezerwy powstałe w wyniku interwencyjnego importu i dodatkowych dostaw z rodzimych kopalni opróżniających swe składy oraz podnoszących wydobyte nominalnie zagwarantowały im ciągłość produkcji bez oglądania się na źródła zaopatrzenia i zagrożenia związane z przerwaniem łańcucha dostaw.

Ceny tony węgla kamiennego, który znalazł zbytnie w Polsce w okresie poprzedzającym sezon zimowy 2022/2023, były wszelkie rekordy. Transakcje na poziomie 600–800 USD za tonę surowca były dla gospodarstw domowych i mniejszych podmiotów gospodarczych standardem¹⁶¹.



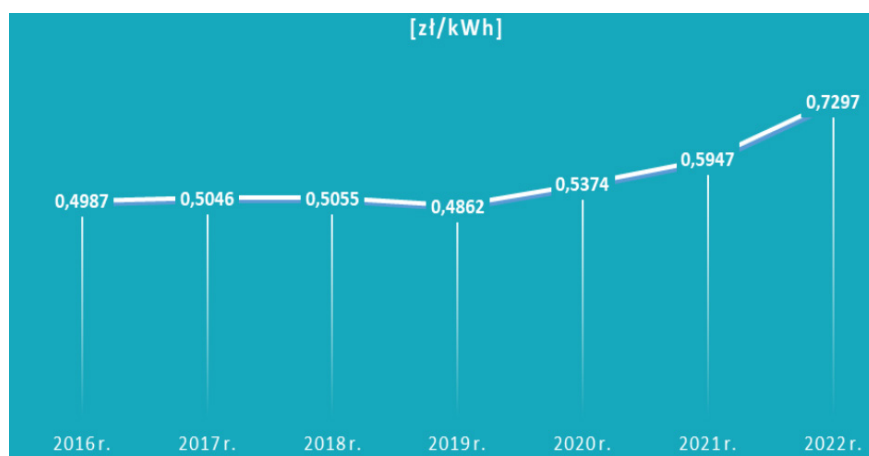
Rys. 2.9. Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego w 2022 – dane miesięczne

Źródło: Giełdowa platforma informacyjna.

¹⁶¹ *Ibidem.*

Energetyka zawodowa zawierała kontrakty na poziomie niższym¹⁶², lecz w ujęciu r/r był on dwu-, a niekiedy niemal trzykrotnie wyższy.

Podniesiony koszt wytworzenia znalazł swoje odzwierciedlenie w produkcie końcowym. Rząd zamroził ceny dla gospodarstw domowych, określając przy tym limity zużycia pozwalające na korzystanie z niższej stawki za kW/h¹⁶³. Ogromna część gospodarstw domowych nie została objęta ochroną. Wskazane przez rząd maksyma znalazły się poza zasięgiem m.in. właścicieli nieruchomości korzystających z najbardziej ekologicznych nowoczesnych systemów grzewczych, takich jak pompy ciepła, maty grzewcze etc., bądź wykorzystujących energię elektryczną¹⁶⁴.



Rys. 2.10. Średnia cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym w latach 2016–2022

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki publikuje zestawienia średnich cen sprzedaży energii elektrycznej w 2022 r., <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/11001,Urzad-Regulacji-Energetyki-publikuje-zestawienia-srednich-cen-sprzedaży-energii-.html> [dostęp: 11.09.2024].

¹⁶² Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego, <https://gpi.tge.pl/pl/web/wegiel/52>

¹⁶³ Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (Dz. U. 2022 poz. 2243).

¹⁶⁴ Urząd Regulacji Energetyki publikuje zestawienia średnich cen sprzedaży energii elektrycznej w 2022 r., <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/11001,Urzad-Regulacji-Energetyki-publikuje-zestawienia-srednich-cen-sprzedaży-energii-.html> [dostęp: 11.09.2024].

Podwyżki uderzyły głównie w dużych odbiorców. Wzrost niejednokrotnie sięgał nawet 400%, co wykraczało poza ramy związane z wyższymi kosztami pracy elektrowni z tytułu droższego surowca.

Nietrudno dostrzec w nim próbę utrzymania bądź wręcz podniesienia zysku jednostkowego przez koncerny energetyczne. Wprowadzone podwyżki energii skutkowały spadkiem zapotrzebowania na nią. Obniżyła się jej konsumpcja we wszystkich segmentach odbiorców, a wraz z nią i sprzedaż. Producenci, dążąc do utrzymania wyników, podnieśli swoją marżę. Odczuła to cała gospodarka. Po raz pierwszy od dekad PKB w ostatnim kwartale 2022 roku było niższe niż w poprzednim¹⁶⁵. Pierwsze miesiące 2023 roku jedynie umocniły ten trend. Negatywne oddziaływanie wynikające z polityki handlowej wytwórców energii elektrycznej na kondycję gospodarczą nie zmieniło się jednakże wraz z gwałtownym obniżeniem cen węgla na giełdach na początku 2023 roku. Nie pozwalały na to zgromadzone zapasy surowca. W konsekwencji elektrownie funkcjonowały nadal na znacznie droższym paliwie niż to dostępne na rynkach światowych.

Krótkotrwałym beneficjentem stanu pozostałego po wprowadzeniu zakazu importu węgla kamiennego z Rosji pozostawały polskie kopalnie. W krótkim czasie udało się im wyprzedzić cały surowiec zalegający przykopalniane zwały. Towar, który tam trafił, przez lata przegrywał cenowo z węglem przywożonym ze Wschodu i nie było na niego nabywców¹⁶⁶. Teraz stał się produktem pożądanym i jako taki został rozsprzedany po stawkach znacznie wyższych niż te, za jakie był wystawiany, kiedy nie było na niego popytu. Zakłady wydobywcze nie tylko pozbyły się ciążących im zapasów, ale też za sprawą politycznych nacisków zwiększyły wydobycie do poziomów nienotowanych od kilku lat. Inicjowany przez rząd import węgla kamiennego z Australii, RPA i Kolumbii nie wyda-

¹⁶⁵ Wstępny szacunek produktu krajowego brutto 28.02.2023 r. w 4 kwartale 2022 r., s. 3, https://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5480/3/82/1/wstepny_szacunek_produkту_krajowego_brutto_w_4_kwartale_2022_r.pdf

¹⁶⁶ Krajowy węgiel obecnie droższy od importowanego; w minionych 10 latach – tańszy, <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/159543-krajowy-wegiel-obecnie-drozszy-od-importowanego-w-minionych-10-latach-tanszy> [dostęp: 11.09.2024].

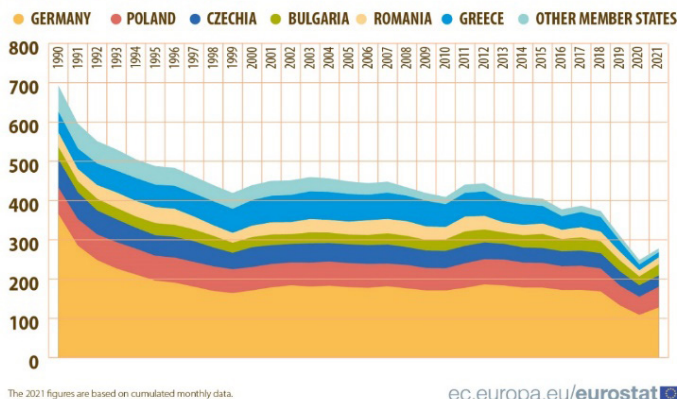
wał się zagrożeniem dla polskich kopalń. Jakościowo gorszy niż rodzimy surowiec, a przez wzgląd na koszty transportu jedynie nieznacznie od niego tańszy nie wydawał się konkurencją. Trafił on jednak do polskich elektrowni węglowych. Rządowy import w zamyśle oddalić miał widmo blackoutu, którego widmem epatowała w mediach opozycja polityczna, by wyeksponować nieudolną politykę gospodarczą władz. Te, oddalając możliwości spełnienia się takiego scenariusza, profilaktycznie wymogły na spółkach energetycznych zakup sprowadzanego surowca, podobnie jak wydobywanego w kraju. Ich chłonność jako odbiorcy powoli się wyczerpała¹⁶⁷. Ciepła zima dopełniła problemu. O ile natychmiastowe zaprzestanie dalszych zakupów spotowych czy też realizowanych w ramach kontraktu, nie nastąpiło trudności, o tyle ograniczenie działalności kopalń już tak¹⁶⁸. W rezultacie znalazły się w sytuacji zbliżonej do tej sprzed zakazu przywozu węgla kamiennego z Rosji, kiedy popyt na to, co oferowały, był znikomym. W zaistniałej sytuacji dodatkowo sprawę zaczął komplikować wysoki poziom zapasów w spółkach energetycznych. Przekreślał on nadzieje na szybki zbyty surowca, który przestał już być deficytowym. Dla kopalń oznaczać to miało prawdopodobnie upadek i likwidację. Znalezienie zbytu poza granicami Polski, ze względu na jakość rodzimego węgla kamiennego oraz jego cenę, wydaje się mało prawdopodobnie. W rezultacie można się spodziewać nasilenia dekarbonizacyjnych, których pierwszą ofiarą będą rodzimi dostawcy. Po ich likwidacji wobec braku własnego wydobycia należy prognozować nasilenie się procesu. Trwanie przy energetycznej kulturze węglowej stanie się nader kosztowną inwestycją bez perspektyw zwrotu. Dotacje i wsparcie w okresie wyborczym w 2023 roku nie poprawiły kondycji ekonomicznej sektora. Nie rozwiązały żadnego z jego problemów. Nie wydaje się też prawdopodobne, by pozwoliły rozciągnąć w czasie likwidację wydobycia węgla kamiennego w Polsce. Wynegocjowane z bracią górniczą przez rząd termin zamknięcia kopalń może uchodzić za zupełnie niepotrzebny,

¹⁶⁷ Surowców nie zabraknie na zimę. Mrożenie cen niepewne, <https://www.parkiet.com/surowce-i-paliwa/art39012211-surowcow-nie-zabraknie-na-zime-mrozenie-cen-niepewne11.09.2024>

¹⁶⁸ Koniec importu węgla. Rząd podjął decyzję, <https://businessinsider.com.pl/gospodarka/koniec-importu-węgla-rzad-podjal-decyzje/3yxw09c> [dostęp: 11.09.2024].

Inland consumption of brown coal by EU Member States

(1990-2021, million tonnes)

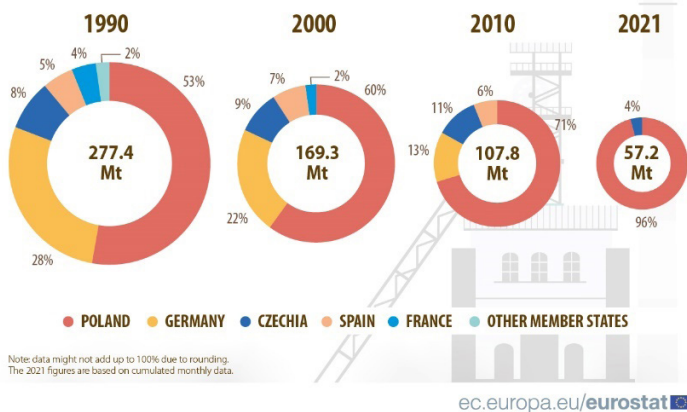


Rys. 2.11. Redukcja wydobycia węgla w państwach UE

Źródło: Eurostat, Production of hard coal in the UE 1990–2021, <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/4187653/14185648/coal+2021+2.jpg/8432cce0-ee0e-cca7-d142-d4668637f440?t=1651494759325> [dostęp: 11.09.2024].

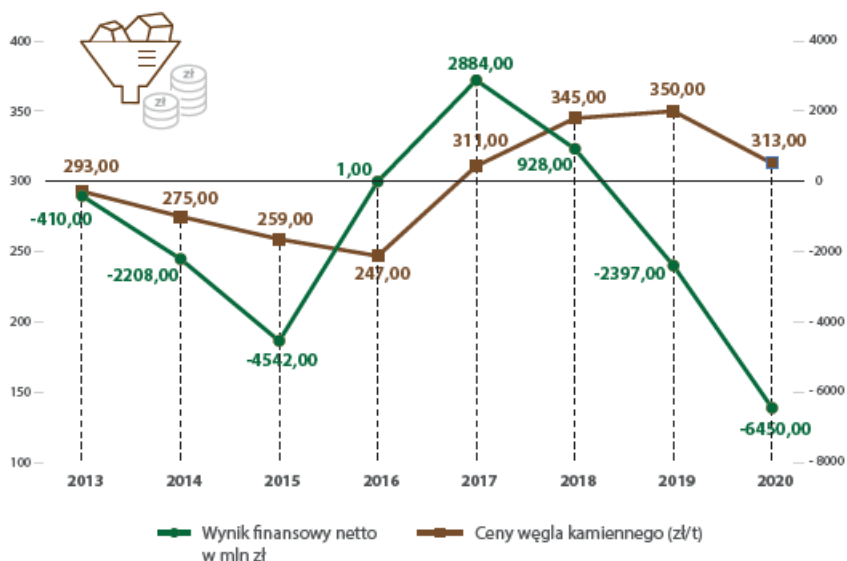
Production of hard coal in the EU, 1990 - 2021

(million tonnes)



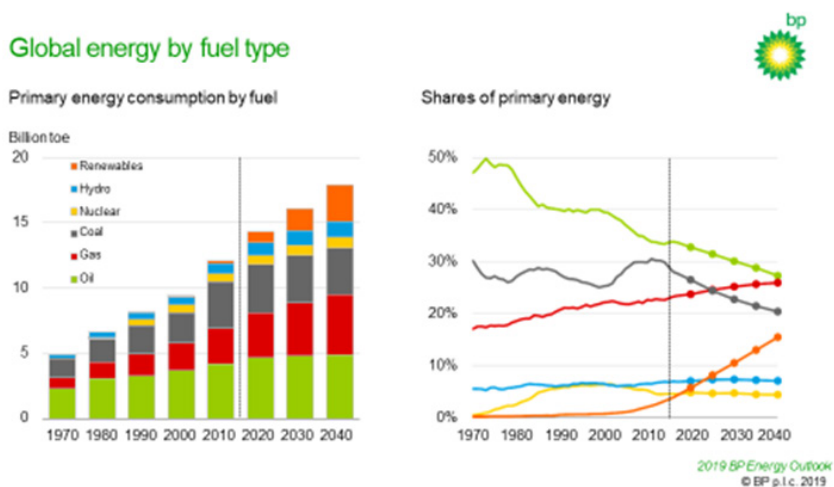
Rys. 2.12. Zużycie węgla brunatnego w latach 1990–2021 przez państwa członkowskie UE

Źródło: Eurostat, Inland consumption of brown by U.E members states, <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/4187653/14185648/coal+2021.jpg/3895b43d-c26e-3236-e8e2-094f1ad53d28?t=1651494759645> [dostęp: 11.09.2024].



Rys. 2.13. Wyniki finansowe górnictwa węgla kamiennego w latach 2003–2020

Źródło: NIK, Informacja o wynikach kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji przygotowanie i realizacja „Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce” KGP.430.14.2022 Nr ewid. 23/2022/P/21/019/KGP, s. 5. <https://bip.nik.gov.pl/kontrole/wyniki-kontroli-nik/kontrole,22625.html> [dostęp: 11.09.2024].



Rys. 2.14. Konsumpcja energii pierwotnej według źródeł – analiza i prognoza BP

Źródło: BP Energy Outlook 2019, s. 79.

zważywszy na analizy sytuacji na rynku węglowym i prognozy dotyczące tego surowca jako paliwa¹⁶⁹. Polityka klimatyczna UE realizowana przez państwa członkowskie Wspólnoty bardzo dobitnie wskazuje na dalszą jego redukcję z sektora paliwo-energetycznego.

W rezultacie proces dekarbonizacji jest w Polsce procesem trudnym, wymagającym znacznych inwestycji i zmian strukturalnych, a także koordynacji działań różnych sektorów gospodarki. Jednakże w ostatnich latach polski rząd wprowadził kilka inicjatyw i planów mających na celu dekarbonizację gospodarki, takich jak polityka energetyczna do 2040 roku, która zakłada wykorzystanie odnawialnych źródeł energii oraz wprowadzenie elektrycznej mobilności.

W prognozach dominuje eksponowane przez BP w 2019 roku „więcej energii, mniej węgla”¹⁷⁰.

2.1.3. Gaz ziemny

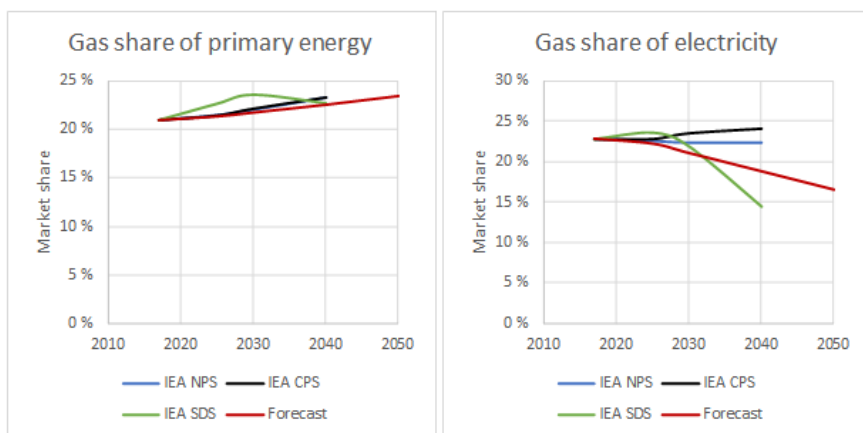
Prognozy dotyczące paliw węglowodorowych są natomiast bardzo spójne. Bez wyjątku zakładają utrzymanie uzależnienia od nich gospodarki światowej w pierwszej połowie XXI wieku. Dotyczy to zwłaszcza gazu ziemnego, który systematycznie zyskuje na popularności ze względu na łatwość użycia i ograniczone w zestawieniu z innymi kopalinami emisje, w tym także CO₂. Ponadto surowiec ten jest doskonałym uzupełnieniem dla energetyki wiatrowej i fotowoltaiki. Wyraźnie koniunkturalnie na niego sprzyja upowszechnienie jego dystrybucji w postaci skroplonej (ang. *Liquefied Natural Gas*, dalej: LNG) i towarzysząca temu rozbudowa infrastruktury portowej¹⁷¹.

Scenariusze na najbliższe dekady tworzone są na podstawie wiedzy geologiczno-energetyczno-ekonomicznej, co w istocie pozbawia je oceny ryzyka, jakie niesie dla przyszłości „błękitnego paliwa” polityka międzynarodowa. Szacunkowo Ziemia skrywa go około 270 bilionów metrów

¹⁶⁹ J. Sokołowski, J. Frankowski, J. Mazurkiewicz, M. Antosiewicz, P. Lewandowski, *Dekarbonizacja i zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w Polsce*, Warszawa 2021, s. 14.

¹⁷⁰ BP Energy Outlook 2019, s. 24–25.

¹⁷¹ M. Skarżyński, *Terminale LNG w polityce energetycznej państw nadbałtyckich Unii Europejskiej*, Poznań 2018.



Rys. 2.15. Udział gazu ziemnego w produkcji energii pierwotnej oraz energii elektrycznej w latach 2010–2021 oraz w prognozach

Źródło: Energypost.eu, An independent Global Energy Forecast, <https://energypost.eu/an-independent-global-energy-forecast-to-2050-part-3-of-5-fossil-fuels/> [dostęp: 16.11.2019].

sześciennych (dalej: bm^3). Około 80% tych zasobów leży w granicach jednego z dziesięciu państw.

Tab. 2.5. Najwięksi dysponenci złóż gazu

| Państwo | Zasoby naturalne w bilionach m^3 |
|--------------------|---|
| Federacja Rosyjska | 48 937 |
| Iran | 34 076 |
| Katar | 23 831 |
| Turkmenistan | 15 365 |
| USA | 12 958 |
| Arabia Saudyjska | 8 438 |
| ZEA | 7 725 |
| Nigeria | 5 749 |
| Wenezuela | 5 589 |
| Algieria | 4 504 |

Źródło: Annual Statistical Bulletin – International Energy Agency 2020.

Ponad połowa z nich usytuowana jest w jednym z trzech państw: Rosji, Iranu i Kataru. Ich potencjał podażowy wynikający z posiadanych rezerw naturalnych nie jest w pełni wykorzystywany z przyczyn stricte politycznych, których przejawem jest poddanie ich restrykcyjnym sank-

cyj. Blokują one potencjał rozwojowy w zakresie możliwości wykorzystania własnych pokładów surowca przez Turkmenistan, a częściowo Kazachstan, którego zasobność to około 2,5 bm^3 .

Jeśli nadmienione embarga zostaną utrzymane, nie wydaje się możliwe, by światowe wydobycie gazu ziemnego mogło w znaczącym stopniu ulec zmianie. Przy obecnym poziomie kształtującym się w okolicach 4 bm^3 , stan udokumentowanych zasobów pozwoli utrzymać gaz ziemny jako surowiec kopalny przez okres czterech dekad¹⁷².

W gronie państw posiadających największe rezerwy gazu ziemnego znajdują się także Stany Zjednoczone. Zasoby te można określić mianem jednych z najlepiej udokumentowanych i potwierdzonych, a zarazem najintensywniej eksploatowanych. Wiedza na temat wielkości tych zasobów została zaktualizowana na początku drugiej dekady XXI wieku, w wyniku intensywnych prac eksploracyjnych prowadzonych w ramach tzw. rewolucji łupkowej. Dokonane wówczas odkrycia i rozwój technologii efektywnego pozyskiwania gazu przyczyniły się do zwielokrotnienia szacunków na temat stanu jego zasobów. Podniesione zostały one z 4,6 bm^3 w 1994 roku¹⁷³ do 8,7 bm^3 w 2016 roku¹⁷⁴. W 2018 roku osiągnęły swój jak dotąd najwyższy poziom – 12,9 bm^3 . Pomimo rosnącego wydobycia nie obniżyły się w następnym roku¹⁷⁵. Kolejne lata nie pozwoliły na utrzymanie go, co znalazło swoje odzwierciedlenie w informacjach publikowanych przez rządowe organy tego państwa¹⁷⁶. Brak progresu wobec wcześniejszej dynamiki zmian trudno uznać za finalny rezultat prac poszukiwawczych, może być interpretowany wprawdzie jako niepokojący prognostyk. Brak nowych odkryć oznaczałby średnioterminowo kurczenie się zasobów aż do ich całkowitego wyczerpania w połowie następnej dekady przy zachowaniu istniejącego tempa produkcji.

¹⁷² Statistical Review of World Energy 2023, s. 30.

¹⁷³ BP Statistical Review 2015, s. 20.

¹⁷⁴ BP Statistical Review 2017, s. 25.

¹⁷⁵ BP Statistical Review 2021, s. 32.

¹⁷⁶ <https://www.eia.gov/international/data/country/USA/natural-gas/dry-natural-gas-reserves?pd=3002&p=00000000000000000004&u=0&f=A&v=mapbubble&a=-&i=none&vo=value&vb=102&t=C&g=none&l=249-238&s=315532800000&e=1609459200000&ev=true>

Daleko idący potencjał w zakresie zwiększenia wydobycia należy przypisać Zjednoczonym Emiratom Arabskim, a w dalszej kolejności Arabii Saudyjskiej. Oba te kraje, usytuowane w regionie niezwykle zasobnym w surowce węglowodorowe, są postrzegane zarówno w kategoriach dobra narodowego, jak i bodźca rozwojowego lokalnych gospodarek. Stanowią one zaplecze zaopatrzeniowe dla wielu państw, eksploatując swoje zasoby zgodnie z własnymi potrzebami surowcowymi i finansowymi.

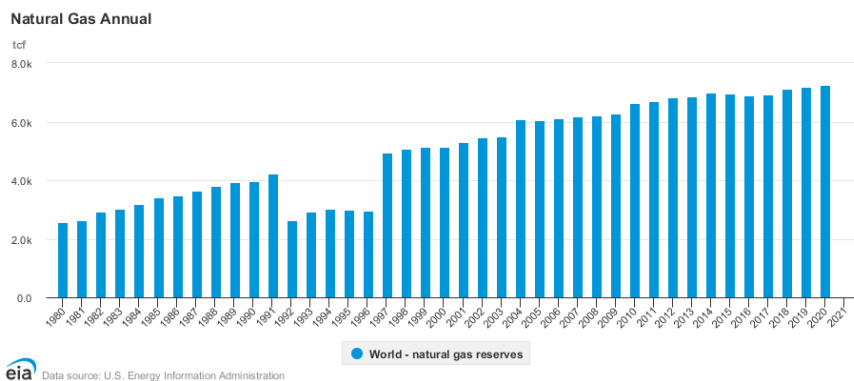
Wśród nadmienionych państw dysponujących największymi zasobami gazu ziemnego znajdują się także ChRL oraz Wenezuela. Pierwsze w wymienionych w istocie dysponuje rezerwami naturalnymi w wielkości przekraczającej 8 bm^3 . Rocznie wydobywa ponad 221 mld m^3 gazu. Niemniej wewnętrzne zapotrzebowanie tego państwa jest niewspółmiernie wyższe, dlatego też pochodzący stąd surowiec nie trafia do międzynarodowego obrotu handlowego i z dużą dozą prawdopodobieństwa, graniczącą z pewnością, ten stan rzeczy nie ulegnie zmianie w dającej się określić perspektywie czasowej.

Zgoła odmiennie przedstawia się wspomniana Wenezuela. Tradycyjnie kojarzona jest z największym na świecie rezerwuarem ropy naftowej. Towarzyszy mu gaz ziemny, którego złożom nierzadko towarzyszą pokładom płynnych węglowodorów, a niekiedy obecne są w ich sąsiedztwie. Według szacunków sięgają one 6 bm^3 . Biorąc pod uwagę późniejszą, niż miało to miejsce w przypadku większości złóż na obszarze Bliskiego Wschodu, ocenę zasobności rezerw naftowych i liczne jej korekty, tak i tu przytoczona wielkość może uchodzić za odbiegającą od stanu rzeczywistości. Przesłanką mogącą wskazywać na prawdopodobieństwo pewnego niedoszacowania jest bardzo niska dynamika inwestycyjna Wenezueli w sektorze oil&gas w obszarze inicjowania eksploracji geologicznych i uruchamiania wydobycia na udokumentowanych, lecz nieeksplorowanych polach ropy naftowej i gazu ziemnego. Towarzyszy temu daleko idąca powściągliwość tutejszych rządów do kooperacji z zagranicznymi podmiotami, co nie ułatwia uwiarygodnienia tych danych.

Zgoła odmiennie podejście do kwestii obecności zagranicznych inwestorów branżowych prezentuje Algieria, która plasuje się na ostatnim miejscu wśród 10 państw dysponujących największymi rezerwami naturalnymi. Posiada ona złoża powyżej 4 bm^3 . Od lat nie doszło tu do

większych odkryć nowych pól gazowych, stąd też jej zasoby naturalne z wolna maleją za sprawą systematycznej ich eksploatacji.

Problem szacunków dotyczących wielkości rezerw naturalnych przez lata determinowany był wyłącznie przez kryteria cenowe. Raporty branżowe publikowane przez służby państwowe oraz niezależne podmioty rynkowe wykazywały ich stan, biorąc pod uwagę opłacalność wydobycia.



Rys. 2.16. Rezerwy w tryliardach stóp sześciennych

Źródło: EIA, <https://www.eia.gov/international/data/world/natural-gas/dry-natural-gas-reserves?pd=3002&p=00000000000000000004&u=0&f=A&v=column&a=-&i=none&vo=v&al=102&t=C&g=none&l=249--249&s=315532800000&e=1609459200000&ev=true>.



Rys. 2.17. Rezerwy w biliardach metrów sześciennych

Źródło: BP, Statistical Review 2021, s. 34.

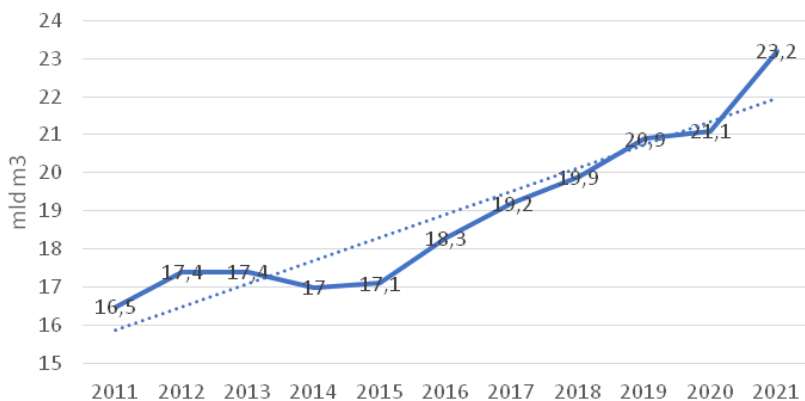
Coraz większy popyt na ten surowiec, m.in. za sprawą upowszechnienia się technologii LNG i towarzyszący mu wzrost cen, usunęły tę barierę. W praktyce ewidencje uwzględniają coraz częściej nawet bardzo niewielkie złoża, które wcześniej nawet nie były brane pod uwagę. Stąd też prezentacje danych globalnych po sygnalizowanym niewielkim spadku po 2015 roku nieznacznie się powiększyły.

Przyjęcie opłacalności eksploatacji dotąd marginalizowanych przez swą wielkość pokładów niesie za sobą konsekwencje wzrostu notowań gazu ziemnego. Towarzyszące konsumpcji surowca obniżenie wielkości jego zasobów będzie stymulowało ten proces, co odzwierciedli się w statystykach przedstawiających stan rezerw. Potencjalną barierę może postawić jedynie rynek, weryfikując rentownością inwestycji podane wielkości.

2.1.3.1. Gaz ziemny Polska

Konsumpcja i popyt

Gaz ziemny ma powszechne zastosowanie w Polsce. Jego konsumpcja rosła w ostatniej dekadzie. Wyjąwszy lata 2013–2014 progres postępował sukcesywnie. Komniunkturalne wahania wpływały jedynie na tempo, w jakim zachodził. Wśród głównych przyczyn tego stanu rzeczy należałoby wskazać oczywiście rozwój gospodarczy Polski i towarzyszące mu bogacenie się społeczeństwa. Odbiorcy indywidualni, a precyzyjniej segment gospodarstw domowych okazał się jednym z podstawowych źródeł dynamicznie rosnącej konsumpcji. Okoliczność tę można z jednej strony łączyć ze zwiększeniem liczby odbiorców, a z drugiej ze wzrostem zamożności mieszkańców. Oba te elementy implikują się wzajemnie i dają się postrzegać jako jeden i ten sam. Dotąd uważany za paliwo drogie i elklukazywne ze względu na łatwość w użyciu, którą to zwykle się utożsamiać z brakiem konieczności podejmowania wysiłku fizycznego związanego z ogrzewaniem i komfortem obsługi służących temu urządzeń, znalazł się za sprawą nadmienionych beneficjów rozwoju gospodarczego w zasięgu finansowym dostępnym szerszym kregom. Doceniono w nim jego logistyczne walory. Instalacja zasilanego nim pieca nie wymaga dodatkowych pomieszczeń, nie ma potrzeby wydzielenia, jak w przypadku drewna, pelet czy węgla, miejsca dla potrzeb gromadzenia i przechowywania zapasów. No i nie generuje odpadów w postaci popiołu.



Rys. 2.18. Dynamika wzrostu konsumpcji gazu ziemnego w Polsce w latach 2011–2021

Źródło: BP Statistical Review 2022, s. 31.

Wyższe zużycie surowca przez gospodarstwa domowe łączyło się ze wzrostem ich zamożności, ale koniunkturalnie wiązało się także z oferowaną na rynku relatywnie korzystną ceną w porównaniu z innymi źródłami energii. Ponadto czynnikiem sprzyjającym zainteresowaniu gazem ziemnym jako paliwem pozostawała też zapewne rosnąca świadomość ekologiczna mieszkańców, chociaż dzisiaj z perspektywy czasu nie sposób obiektywnie zweryfikować, w jaki sposób mogła okazać się ważąca w wyborze źródła ogrzewania. Popularność idei i haseł nawołujących do ochrony środowiska naturalnego, dbałości o czyste powietrze czy walki z globalnym ociepleniem odegrała w tym niemalże znaczenie. Postawom tym sprzyjały działania władz państwowych oraz rozwijające się przy ich wsparciu inicjatywy samorządowe. W pierwszej grupie sztandarowa pozostawała nowa odsłona projektu „Czyste Powietrze” z oznaczeniem 2.0.¹⁷⁷. Rekordowy budżet niemal 100 mld zł odzwierciedlał przydane mu polityczne znaczenie, które w wymiarze propagandowym służyło poprawie reputacji rządu niewykazującego większego zrozumienia dla kwestii związanych ze środowiskiem naturalnym i jego ochroną. Wyśiłki marketingowe na rzecz poprawy własnego wizerunku były istotną

¹⁷⁷ Czyste powietrze, <https://czystepowietrze.gov.pl/rusza-program-czyste-powietrze-2-0-2/> [dostęp: 11.09.2024].

okolicznością, która przyczyniła się do jego przyjęcia przez władze, lecz nie jedyną. Pozytywne rezultaty jego poprzedniej edycji, presja społeczna wynikająca z utrzymującego się zapotrzebowania na wszelkiego typu wsparcia finansowe dla działań na rzecz komfortu cieplnego domostw, a także konieczność wdrożenia unijnych dyrektyw i regulacji dotyczących efektywności energetycznej i redukcji emisji miały nie mniejszy wpływ na podjęcie takiej decyzji. Wpisywał się też w czysto deklaracyjną strategię polityczną rządu, dotyczącą transformacji energetycznej i zrównoważonego rozwoju, co miało swoje znaczenie w kontekście polityki międzynarodowej i współpracy na rzecz walki ze zmianami klimatu. W wymiarze relacji wspólnotowych ułatwiał natomiast załagodzenie atmosfery skandalu, jaka utrzymywała się wokół władz polskich po protestach obywatelskich na forum unijnym w 2016 roku wywołanych decyzją o masowych wycinkach drzew na obszarach o szczególnym znaczeniu przyrodniczym, w tym Puszczy Białowieskiej¹⁷⁸.

„Czyste Powietrze” w obu edycjach kierowane było do gospodarstw domowych i znacząco uproszczało procedury uzyskiwania dotacji na wymianę przestarzałych kotłów oraz ocieplenie domów¹⁷⁹. Nie wspierał zatem bezpośrednio konsumpcji gazu ziemnego, lecz miał taki właśnie skutek. Pod tym względem zbliżony rezultat przyniosły także dwa inne programy: „Stop Smog”¹⁸⁰ i „Niskoemisyjne Źródła Energii”¹⁸¹. Pierwszy z nadmionionych uruchomiony został w 2017 roku i koncentrował się na walce ze smogiem w miastach. Jego celem było ograniczenie emisji zanieczyszczeń powietrza, zwłaszcza pochodzących z niskiej jakości paliw, takich jak węgiel i drewno. Oferował dofinansowanie dla mieszkańców na wymianę starych pieców na bardziej ekologiczne systemy grzewcze. Natomiast drugi zgodnie ze swoją nazwą skupiał się na

¹⁷⁸ Sprawa przeniosła się na forum Unii Europejskiej, a Europejski Trybunał Sprawiedliwości wydał decyzję zakazującą kontynuowania wycinki drzew w Puszczy Białowieskiej, którą rząd zignorował.

¹⁷⁹ Program „Czyste powietrze”, <https://czystepowietrze.gov.pl/> [dostęp: 11.09.2024].

¹⁸⁰ „Stop Smog” 2.0 – nowe, <https://www.gov.pl/web/arimr/stop-smog-20---nowe-lepsze-zasady-od-31-marca2> [dostęp: 11.09.2024].

¹⁸¹ 200 mln zł na niskoemisyjne technologie ogrzewania domów, <https://www.gov.pl/web/edukacja/200-mln-zl-na-niskoemisyjne-technologie-ogrzewania-domow> [dostęp: 11.09.2024].

promocji niskoemisyjnych źródeł ciepła, takich jak pompy ciepła, kotły kondensacyjne czy panele słoneczne. Wsparcie kierowane było jednakże nie tylko do gospodarstw domowych, lecz także do podmiotów rynkowych i instytucji skłonnych do przeprowadzenia takiej wymiany. Popularność programów przekładała się na konsumpcję gazu ziemnego również w tych grupach.

Na wyższe zużycie tego paliwa w grupie odbiorców utożsamianych z gospodarstwami domowymi wpływ miała też sama dostępność surowca. W 2019 roku do około 40% powierzchni kraju z przyczyn technicznych lub ekonomicznych sieć dystrybucyjna nie docierała¹⁸². Na koniec 2021 roku w Polsce sieć gazowa obejmowała niemal 64% gospodarstw domowych. Postęp procesu gazyfikacji wiązał się z inwestycjami na poziomie 800 000 mln zł rocznie¹⁸³. Pokrycie powierzchni infrastrukturą przesyłową jest bardzo nierównomierne, np. w województwie mazowieckim i śląskim obejmuje ona około 90% gospodarstw domowych, podczas gdy w województwach takich jak podlaskie, lubuskie i warmińsko-mazurskie mniej niż 40%. Nominalnie wyznacza to ogromne pole do dalszej progresji, natomiast w rzeczywistości istniejący stan nie był przypadkowy. Barię trudną do pokonania pozostaje niezmiennie rentowność rozbudowy sieci. Polska Spółka Gazownictwa (dalej: PSG) określa wymaganą stopę zwrotu z takiej inwestycji na 3,6%¹⁸⁴.

Szansą na dotarcie do potencjalnych odbiorców, którzy nie mogli liczyć na przyłącze do sieci gazociągowej, a zarazem i czynnikiem odpowiedzialnym za rosnącą konsumpcję surowca pozostaje technologia skraplania gazu ziemnego¹⁸⁵. Znajduje ona zastosowanie głównie na obszarach wiejskich, co służy zapewnieniu ogrzewania nie tylko w gospodarstwach

¹⁸² Najpierw taryfy, potem gazyfikacja. Jak skutecznie rozwijać polską sieć dystrybucyjną?, <https://www.cire.pl/artykuly/materialy-problemowe/149879-najpierw-taryfy-potem-gazyfikacja-jak-skutecznie-rozwijac-polska-siec-dystrybucyjna> [dostęp: 11.09.2024].

¹⁸³ Najstarsze gazociągi w Polsce mają nawet 40 lat. PSG musi zainwestować miliardy złotych, <https://www.money.pl/gospodarka/wiadomosci/artykul/najstarsze-gazociagi-w-polsce-maja-nawet-40,204,0,1776076.html> [dostęp: 11.09.2024].

¹⁸⁴ *Ibidem*.

¹⁸⁵ Technologia i metody skraplania gazu ziemnego, <https://www.gaz-system.pl/pl/terminal-lng/lng-w-pigulce.html> [dostęp: 11.09.2024].

domowych, lecz także rolnych¹⁸⁶. Są one tu kluczowym odbiorcą, a sama dostępność surowca stanowi silny bodziec propopytowy¹⁸⁷.

Zaopatrzenie odległej i mniej ludnej prowincji nie nastęrcza jakichś poważnych logistycznych trudności. W postaci LNG jest on przewożony transportem samochodowym, rzadziej szynowym, do miejsc znajdujących się daleko od głównych magistral przesyłowych, tam gdzie nie dochodzi do nich żaden rurociąg zaopatrzeniowy. Funkcje rozdzielni – centrum magazynowo-dystrybucyjnego przejmuje lokalna stacja złożona z wymiennego zbiornika cysterny i urządzeń regazyfikacyjnych. Umożliwia ona tzw. zasilanie wyspowe, tzn. dostawy z wykorzystaniem wewnętrznej autonomicznej sieci przesyłowej, funkcjonującej bez łączności rurociągowej z gazociągami systemowymi, które zapewniają dostawy z wykorzystaniem tradycyjnych rozwiązań na terenach posiadających odpowiednią infrastrukturę, by rozprowadzać gazowe paliwo.

W uproszczeniu schemat zaopatrzeniowy LNG przedstawia się następująco:

- Terminal skraplający LNG
- Cysterna transportowa dostarczająca paliwo do odbiorców
- Zbiorniki LNG zainstalowane w miejscu dystrybucji
- Stacja regazyfikacyjna
- Zawory odcięcia i zawory bezpieczeństwa
- Lokalna sieć gazociągowa, która transportuje surowiec od instalacji regazyfikacyjnej do odbiorców
- Przemysłowe odbiorniki gazu ziemnego, np. hale przemysłowe, farmy, mleczarnie, itp. oraz mieszkańcy wiejskich domów korzystających z instalacji gazowych.

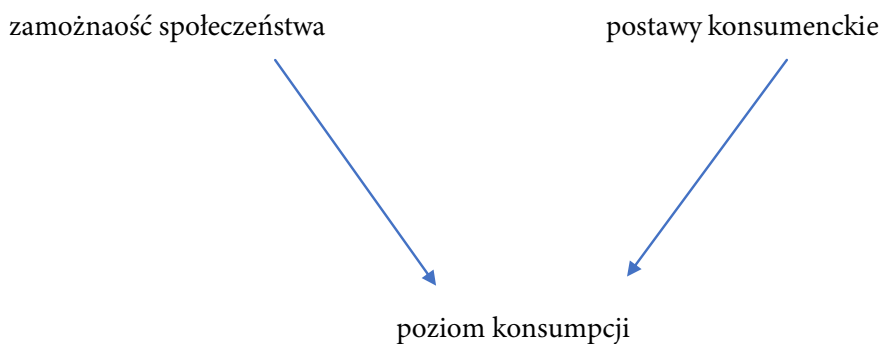
Konsumpcja LNG z sieci przez gospodarstwa domowe jest częstokroć pomijana w statystykach. Powodem tego stanu rzeczy jest sposób zbierania danych przez GUS, który pozyskuje je najczęściej za pośrednictwem sprzedawców i dystrybutorów oferujących paliwo w formie gotowej do użycia. Nieuwzględniane są tym samym wspólnoty, spółdzielnie, niewiel-

¹⁸⁶ LNG zwiększa swoją siłę – na razie na wsi, <https://www.seaoo.com/blog/lng-zwieksza-swoja-sile/> [dostęp: 11.09.2024].

¹⁸⁷ Zastosowanie LNG, <https://www.gaz-system.pl/pl/terminal-lng/lng-w-pigulce.html> [dostęp: 11.09.2024].

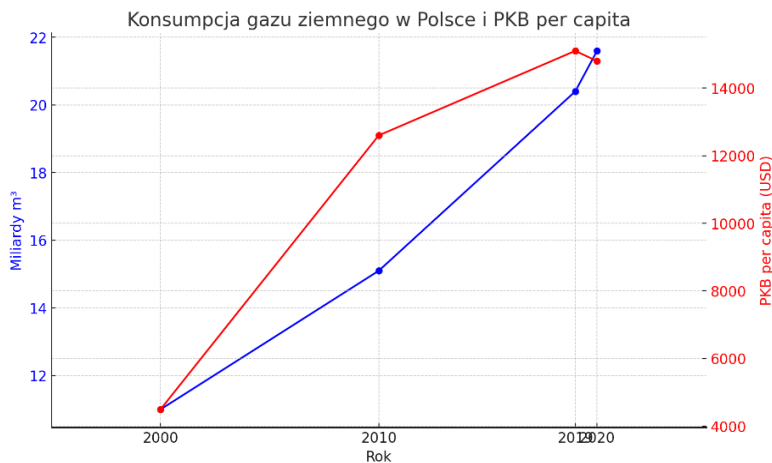
kie firmy kooperujące z deweloperami w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło systemowe czy też właśnie gaz ziemny. W rezultacie dostępne informacje dotyczące zużycia gazu ziemnego w segemencie niezinstytucjonalizowanych odbiorców indywidualnych są nieprecyzyjne. Odnoszą się do wielkości przesyłanych ogólnokrajowymi magistralami i dostarczanych klientom końcowym lokalnymi sieciami.

W analizowanym kontekście nie bez znaczenia pozostaje zamożność społeczeństwa i prezentowane przezeń postawy konsumenckie.



Rys. 2.19. Zamożność społeczeństwa – postawy konsumenckie a poziom konsumpcji

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 2.20. Realcje między PKB per capita a konsumpcją gazu ziemnego

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP.

W pewnym uproszczeniu można je wskazać jako czynniki wiodące, pod wpływem których dotychczasowy klient w segmencie gospodarstw domowych decyduje, czy kupić więcej gazu ziemnego niż w latach poprzednich.

Dynamika popytowa do 2022 roku, a w tym kontekście precyzyjniej zapotrzebowanie na surowiec wśród dotychczasowych jego konsumentów przedstawia się imponująco. W 2021 roku jego konsumpcja wzrosła o 18,2% w porównaniu do 2020 roku. Liczba odbiorców powiększyła się w tym czasie jedynie o 2,6%. Podniesienie jej poziomu w ograniczonym zakresie pozostawało rezultatem rozbudowy sieci dystrybucyjnej. Kluczowe znaczenie przypadło wyższemu wolumenowi dostaw przyjmowanych przez pojedyncze gospodarstwa. Przeciętnie wynosił on 6 945,4 kWh. Co warto podkreślić, to nie miasta stanowiły fundament wzrostu. Ten dokonał się bowiem głównie za sprawą obszarów wiejskich. Zmiana zużycia sięgała tu 32,5%, podczas gdy w miastach nie przekraczała 13%. Nowych odbiorców przybyło natomiast odpowiednio 7,2% i 1,8%¹⁸⁸. Biorąc pod uwagę nadmienioną już średnią 2,6% oznaczającą nowo pozyskanych nabywców-abonentów, dane te odwzorowują dysproporcję dostępu do surowca, jaka zarysowała się między obszarami zurbanizowanymi i o mniejszej gęstości zaludnienia. Podobnie rzecz ma się ze średnim wzrostem zużycia gazu ziemnego. Przytoczone 6 945,4 kWh w wielkościach bezwzględnych przekładało się przeciętnie na 12 662 kWh i 5 842,0 kWh¹⁸⁹.

Niezwykle szybkie tempo, w jakim podnosiła się konsumpcja surowca, należałoby uznać za jeden z symptomów postępującej urbanizacji społecznej obszarów wiejskich, stopniowego zacierania się różnic między stylem życia w mieście i poza nim. Niemniej to jednak nie wieś, lecz miasto i jego mieszkańcy odpowiadają za większość zużycia gazu ziemnego w Polsce. O ile przedstawiciele wsi stanowią najdynamiczniej rozbudowujący się segment nowych odbiorców, o tyle tak pod względem liczebnym, jak i wolumenu zakupowego znacząco ustępują drugiej społeczności. Nie wydaje się, by ten stan rzeczy mógł ulec zmianie. Wynika

¹⁸⁸ Gospodarka energetyczna i gazownictwo w 2021 r., s. 3, https://stat.gov.pl/files/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/11/5/1/gospodarka_energetyczna_i_gazownictwo_w_2021_r.pdf

¹⁸⁹ *Ibidem*.

to z jednej strony ze struktury rozmieszczenia ludności, a z drugiej szeroko rozumianego dostępu do surowca. Każdy z tych przypadków przemawia na rzecz mieszkańców miast, gdyż to one zamieszkiwane są przez większość populacji naszego kraju. Ponadto, o czym nie wolno zapominać, jako centra życia gospodarczego pozostawały w XX wieku w mniejszym lub większym wymiarze zindustrializowane, dzięki czemu posiadają infrastrukturę służącą do magazynowania i dystrybucji gazu ziemnego. Tak niedyś, jak i współcześnie okolicznością służącą i sprzyjającą takim inwestycjom pozostaje wyższa niż na terenach wiejskich gęstość zaludnienia. Pozwala ona skutecznie zredukować koszty jednostkowe nowych przyłączy, gdyż te w dużej mierze determinowane są odległościami. Przykładowo na danym odcinku prowadzonym przez obszar wiejski dystrybutor znajdzie mniej kontrahentów niż na analogicznej długości w mieście. Wprawdzie metr położenia rurociągu będzie tu z dużą dozą prawdopodobieństwa droższy za sprawą ograniczeń architektonicznych i utrudnień wynikających z występowania innej infrastruktury, lecz liczba odbiorców będzie to skutecznie rekompensowała. Podnosi to rentowność inwestycji.

Zwiększające się zainteresowanie to także w dużej mierze konsekwencja dynamicznie rozwijającej się gospodarki w Polsce i popytu wewnętrznego na dobra produkcyjne. Nie znajduje to jednakże swego pełnego odzwierciedlenia w relacji między odnotowywanym w ostatnich latach między zmianami PKB a wzrostem zużycia surowca. W pewnym uproszczeniu wyjaśnienie tego stanu rzeczy tkwi w permanentnej przewadze strony popytowej nad podażową. Ta powstała głównie za sprawą procesu dekarbonizacji i zastąpienia w energetyce węgla kamiennego gazem ziemnym.

Według danych GUS za rok 2021, pięć gałęzi przemysłu w Polsce, które zużyły najwięcej gazu ziemnego, to:

- Przemysł chemiczny – zużył 4 790 000 000 m³ gazu ziemnego
- Przemysł papierniczy – zużył 2 240 000 000 m³ gazu ziemnego
- Przemysł energetyczny – zużył 1 860 000 000 m³ gazu ziemnego
- Przemysł metalurgiczny – zużył 1 740 000 000 m³ gazu ziemnego
- Przemysł spożywczy – zużył 1 300 000 000 m³ gazu ziemnego
- Pięć lat wcześniej były to odpowiednio:
- Przemysł chemiczny – zużył 5 026 000 000 m³ gazu ziemnego

- Przemysł papierniczy – zużył 2 222 000 000 m³ gazu ziemnego
- Przemysł metalurgiczny – zużył 1 958 000 000 m³ gazu ziemnego
- Przemysł spożywczy – zużył 1 304 000 000 m³ gazu ziemnego
- Przemysł materiałów budowlanych – zużył 1 103 000 000 m³ gazu ziemnego

Podstawową różnicą jest pojawienie się wśród największych odbiorców energetyki. Jej obecność w tym gronie może i powinna uchodzić za potwierdzenie transformacji, jaką przechodzi. Dokumentuje zarazem rosnącą popularność „błękitnego” paliwa. Analizując strukturę jego konsumpcji w poprzednich latach, zmiany dotyczą jedynie wielkości jego wykorzystania w poszczególnych gałęziach przemysłu, lecz nie naruszają kolejności w rankingu największych odbiorców. Pod tym względem sytuacja nie zmieniła się w okresie poprzednich 5, 10 czy 15 lat. W 2011 roku według GUS były to dokładnie te same gałęzie przemysłu¹⁹⁰. Podobnie rzecz się ma w 2006 i 2001 roku. Nieznaczące odstępstwa od przedstawionej hierarchi konsumentów wystąpiły jedynie w ostatnich pięciolatkach XX wieku, kiedy to liczącym się użytkownikiem pozostawał przemysł włókienniczy.

Powyższe zestawienia wskazują na energetykę jako tę gałąź przemysłu, która w istotny sposób przyczyniła się do wzrostu zużycia gazu ziemnego w Polsce na początku lat 20. obecnego stulecia. Wymiana w elektrowniach i elektrociepłowniach bloków węglowych na zasilane „błękitnym paliwem” przy jednoczesnym systematycznie przybierającym na sile zapotrzebowaniu na energię elektryczną przyniosła taki właśnie efekt. Rezygnacja na jego rzecz ze współtworzącego miejscową kulturę grzewczą surowca w przypadku sprofilowanej elektroenergetyki zawodowej podyktowana była w dużej mierze coraz bardziej restrykcyjnymi normami dotyczącymi emisji zanieczyszczeń. Niemniej, patrząc na ostatnią dekadę, wzrost konsumpcji gazu ziemnego sięgał 6 mld m³, a jedynie piątą część tego wolumenu możemy jej przypisać.

¹⁹⁰ Przemysł chemiczny – zużył 4 652 000 000 m³ gazu ziemnego, przemysł papierniczy – zużył 2 184 000 000 m³ gazu ziemnego, przemysł metalurgiczny – zużył 1 911 000 000 m³ gazu ziemnego, przemysł materiałów budowlanych – zużył 1 157 000 000 m³ gazu ziemnego, przemysł spożywczy – zużył 1 094 000 000 m³ gazu ziemnego.

Przybierająca do początków 2022 roku na sile konsumpcja gazu ziemnego¹⁹¹, a bardziej precyzyjnie – dynamika jego zużycia, miała solidne i stabilne filary. Wzrost zamożności społeczeństwa i związane z nim dążenie do poprawy standardu życia, proces dekarbonizacji i popularność niskoemisyjnych źródeł ciepła, rozbudowa infrastruktury przesyłowej, transformacja w energetyce i odchodzenie elektrowni od bloków węglowych czy rozwój przemysłowy – to tylko niektóre z analizowanych czynników sprzyjających intensyfikacji zainteresowania odbiorców właśnie tym nośnikiem. Traktowany jako paliwo okresu przejściowego między surowcami kopalnymi a źródłami odnawialnymi pozostawał podstawowym wyborem w realizacjach nowych inwestycji, tak przemysłowych, jak i niekomercyjnych.

Już w końcówce drugiej dekady XXI wieku rynek gazu ziemnego w Polsce daleki był od równowagi. Przewaga strony popytowej powiększała się z każdym rokiem. Podaż surowca rosła w tempie niższym niż zapotrzebowanie na niego. W rezultacie reperkusje tego stanu rzeczy odczuwała gospodarka. Brak zgód na budowę przyłączy gazowych (czy też długi okres oczekiwania na nie) wstrzymywał realizacje deweloperom, stanowił poważną przeszkodę na drodze do planowania nowych przedsięwzięć gospodarczych, a niekiedy wręcz rywalizacji o inwestorów zagranicznych.

Zestawiając potrzeby Polski z innymi państwami członkowskimi UE, można dostrzec deficyt surowca. Zbliżona pod względem terytorialnym, liczby ludności i zamożności społeczeństwa Hiszpania zużywa go 34 mld m³ i z każdym rokiem jego konsumpcja rośnie¹⁹². Biorąc pod uwagę jej charakterystykę energetyczną oraz znacznie cieplejszy klimat, nie wydaje się, aby poziom 35 mld m³ odbiegał od rzeczywistego zapotrzebowania Polski. Czterokrotnie mniejsze pod względem zajmowanej powierzchni i wielkości zaludnienia Czechy (o bardzo zbliżonym profilu gospodarczym) wykorzystywały w 2021 roku ponad 9 mld m³¹⁹³. Uwzględ-

¹⁹¹ Kryzys na rynku gazu ziemnego i prognozy na przyszłość, <https://www.obserwatorfinansowy.pl/tematyka/makroekonomia/trendy-gospodarcze/kryzys-na-rynku-gazu-ziemnego-i-prognozy-na-przyszlosc/>

¹⁹² BP Statistical Review 2022, Natural gas: Consumption in billion cubic metres, s. 33.

¹⁹³ *Ibidem*.

niając proporcje, byłoby to nadmienione 36 mld m³. W przypadku Węgier także byłoby to 36 mld m³, dla Słowacji około 32 mld m³, dla Litwy 30 mld m³ etc. Dla Białorusi pozostającej poza Wspólnotą w relacji do liczby mieszkańców zapotrzebowanie wyniosłoby niemal 75 mld m³. Rzeczywiste zapotrzebowanie należy wprawdzie ściśle powiązać prócz zamożności społeczeństwa także z profilem gospodarczym państwa i charakterystyką jego mocy wytwórczych w energetyce, co można raz jeszcze wyeksponować. Niemniej przyjmując przypisaną do gazu ziemnego rolę paliwa czasów zmian klimatycznych i wymuszonej nimi transformacji sektora, nabiera on cech uniwersalnego nośnika i standardu parametryzacyjnego. Takiego standardu, jakim niegdyś była ropa naftowa, z wykreowaną dla potrzeb systematyzacji jednostką toe. Pozycja gazu ziemnego jako modelowego odniesienia w komparatyście sektorowej czy wręcz gospodarczej ma wiele zalet, tak w teorii, jak i praktyce. Wynikają one z możliwości precyzyjniejszego niż w przypadku ropy naftowej wskazania wartości opałowej, emisji podczas spalania etc., co jest konsekwencją prostszej struktury cząsteczkowej oraz składu chemicznego¹⁹⁴.

Przyjmując powyższe zestawienia konsumpcji gazu ziemnego w otoczeniu gospodarczym Polski, należałoby przyjąć założenie, zgodnie z którym na początku trzeciej dekady XXI wieku – aby zrównoważyć stronę podażową i popytową – należałoby skierować na rynek nie mniej niż 32–35 mld m³. Tymczasem brak surowca na rynku był o 60–80% wyższy niż wielkości, które na niego trafiały. W 2022 roku z powodu omawianego już spadku wydobycia krajowego oraz obniżenia importu o kolejnych 30% spadły dostawy, a konsumpcja ukształtowała się na poziomie 17–18 mld m³ wobec niemal dwukrotnie wyższych potrzeb.

Nie istnieje algorytm pozwalający obliczyć, o ile każdy procent deficytu towaru na rynku podnosi jego cenę. Podobnie jak w przypadku relacji między podażą a wzrostem PKB, można dostrzec jedynie wpływ, jaki wywiera, lecz nie sposób oszacować jego wartości. Przyczyny tego stanu rzeczy wynikają ze złożonej natury samego procesu rozwoju gospodarczego, czynników odpowiedzialnych za jego ożywienie czy spowolnienie. Wątpliwości ekonomistów nie budzi jednak znaczenie, jakie

¹⁹⁴ Po oczyszczeniu modelowo powinien być tożsamy z metanem stanowiącym jego podstawowy komponent.

odgrywają w nim nośniki energii, a precyzyjniej – ich ceny. Niskie są stymulatorem wzrostu, natomiast wysokie hamują go, a utrzymując się dłuższy czas, przyczyniają się do załamania koniunktury i recesji. Czego można się spodziewać, gdy koszty zakupu jednego z nich pną się w górę, a nadal pozostaje on towarem deficytowym? Na domiar wszystkiego jest to tzw. paliwo przejściowe, tj. jedyny akceptowalny ze względu na koszty środowiskowe surowiec kopalny okresu transformacji w energetyce, bez którego nie można się obyć przy obecnym stanie wiedzy technicznej i kosztach dających się ekonomicznie uzasadnić. Odpowiedź na tak zadane pytanie nasuwa się samoczynnie i nie brzmi optymistycznie dla gospodarki. Informuje o pojawieniu się poważnej bariery na drodze rozwoju. Przeszkody, której pokonanie warunkuje jej przyszłość.

Zaopatrzenie krajowe

Zgodnie z informacjami dla inwestorów produkcja gazu ziemnego Grupy Orlen SA wynosiła 7,7 mld m³¹⁹⁵. Obejmuje ona wydobycie prowadzone przez PGNiG, które to rząd tzw. Zjednoczonej Prawicy postanowił wcielić do Grupy Orlen. Formalności dopełniło wyrażenie w październiku 2022 roku zgody na taką inkorporację przez akcjonariuszy koncernu tradycyjnie kojarzonego z poszukiwaniami i eksploatacją złóż surowców węglowodorowych w Polsce i poza jej granicami¹⁹⁶. Pierwszym etapem fuzji było przejście wchodzących w skład PGNiG spółek upstreamowych działających poza krajem. Z nadmienionej wielkości 7,7 mld m³ aż 3,15 mld m³ zdołała pozyskać na Norweskim Szelfie Kontynentalnym spółka PGNiG Upstream Norway.

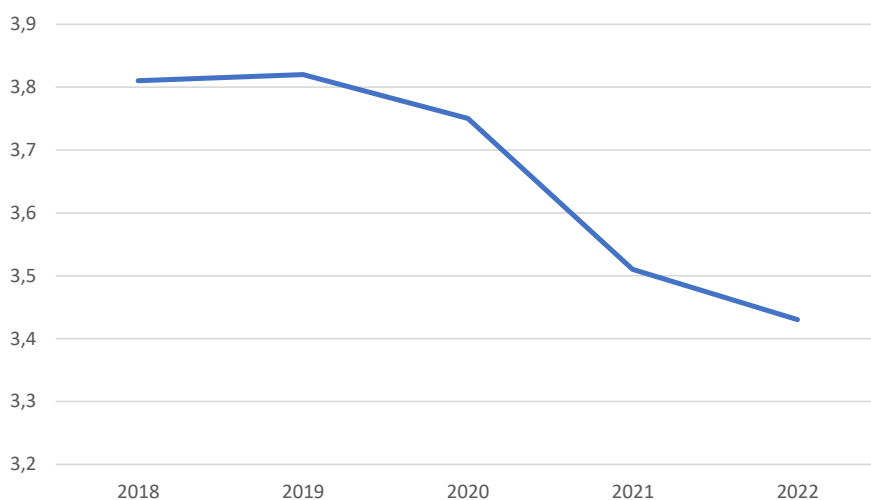
Wchodzące w skład Grupy Orlen spółki przejętego Lotosu (Lotos Petrobaltic, Lotos Exploration & Production Norge, Lotos Upstream) oraz Orlen Upstream wydobyły kolejne 0,9 mld m³ gazu. Rodzime wydobycie w 2022 roku wyniosło około 3,43 mld m³. Według prezentowanych

¹⁹⁵ Grupa ORLEN – ponad dwukrotny wzrost produkcji gazu ziemnego ze złóż w Norwegii w 2022 roku, <https://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/grupa-orklen-ponad-dwukrotny-wzrost-produkcji-gazu-ziemnego-ze-zloz-w-norwegii-w-2022-roku/newsGroupId/10184> [dostęp: 15.11.2023].

¹⁹⁶ Akcjonariusze PGNiG zdecydowali o połączeniu z PKN, https://www.orklen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/2022/pazdziernik/Akcjonariusze_PGNiG_zdecydowali_o_polaczeniu_z_PKN_ORLEN [dostęp: 15.11.2023].

przez Grupę Orlen SA danych odpowiadało to około 20% zapotrzebowania na ten surowiec w Polsce. W istocie zapis ma wymiar wyraźnie propagandowy. Wspomniane 20% dotyczyło zużycia. Podobny wydźwięk należy przypisać publikowanym przez polski koncern informacjom na temat wydobycia gazu ziemnego poza granicami kraju. Zamieszczane są one w kontekście związanym z bezpieczeństwem energetycznym państwa. Takie podejście i twierdzenia nie są w pełni uprawnione. Poszukiwania i eksploatacja złóż przez spółki PGNiG daleko od granic Polski, np. w Pakistanie, to przedsięwzięcia czysto komercyjne. Przynoszą zyski finansowe prowadzącym je firmom, lecz nie znajdują bezpośredniego przełożenia na wzrost wolumenu gazu ziemnego trafiającego do Polski. Ich produkcja w całości trafia na miejscowy lokalny rynek i tam jest też konsumowana. W rezultacie nie wpływa na zaspokojenie popytu na surowiec. Stanowi źródło przychodu dla Grupy Orlen SA, wzmacnia jej pozycję na międzynarodowym rynku oil&gas, lecz – co warto podkreślić – nie ma żadnego bezpośredniego przełożenia na podaż na rynku wewnętrznym.

Ważne w kontekście zaopatrzenia Polski w gaz ziemny dane dotyczące rodzimego wydobycia PGNiG/(Grupa Orlen SA) za 2022 rok nie



Rys. 2.21. Wydobycie krajowe w mld m³ PGNiG/PGNiG – Grupa Orlen

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PGNiG, <https://pgnig.pl/aktualnosci> [dostęp: 15.11.2023].

przedstawiały się korzystnie. Kolejny rok z rządu odnotowano spadek wydobycia do poziomu poniżej 3,5 mld m³, co było najgorszym wynikiem w XXI wieku.

Niższe wielkości dotyczące pozyskania surowca w Polsce w niniejszym przypadku mają szczególny charakter. Stąd też istnieje potrzeba wyeksponowania różnic dotyczących publikowanych danych. W prezentowanym przez PGNiG zestawieniu z ubiegłych lat spadek jest wprawdzie systematyczny, chociaż w wartościach bezwzględnych może uchodzić za stosunkowo niewielki¹⁹⁷. Opublikowane informacje za 2022 rok mogłyby uchodzić za kontynuację tego trendu, czyli ponownie nieznaczny spadek etc. Nic bardziej mylnego. W tym przypadku są to już dane prezentowane przez Grupę Orlen SA. Mieszczą się w nich zatem nie tylko informacje właściwe dla PGNiG wchodzącego w skład grupy, lecz dane dotyczące wszystkich podmiotów tegoż koncernu działających na poziomie upstreamowym, włączywszy w to spółki wcześniej samodzielnej Grupy Lotos SA. Porównanie r/r traci w tym kontekście sens, a poziom wydobycia staje się wyraźnie niższy w skali kraju.

W przypadku paliw kopalnych stan, w którym pozyskanie paliwa małe, zwykle stanowi konsekwencje kurczenia się rezerw naturalnych, obniżenia rentowności prac eksploatacyjnych czy kwestii środowiskowych. Nierzadko czynniki te łączą się, czy też występują wspólnie. Omawiany casus gazu ziemnego stanowi odstępstwo od tej reguły. Szacowana wielkość jego pokładów w praktyce od lat się nie zmienia¹⁹⁸. Przyczyny spowolnienia produkcji nie mają zatem charakteru w pełni obiektywnego i niezależnego od czynnika ludzkiego.

Zaopatrzenie/import

Spadek wydobycia krajowego stał się szczególnie dotkliwie odczuwalny wraz z zakończeniem importu tego surowca z Rosji. Głównym miejscem

¹⁹⁷ Quarterly report On European gas markets, s. 10, https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-01/Quarterly%20report%20on%20European%20gas%20markets%20Q3_FINAL.pdf [dostęp: 15.11.2023].

¹⁹⁸ Gaz ziemny – zasoby w Polsce wg stanu na 31 XII 2021 r. [mln m³], https://www.pgi.gov.pl/images/surowce/2021/tabele/gaz_zasoby.pdf; Wykaz złóż gazu ziemnego w Polsce wg stanu na 31 XII 2021 r., https://www.pgi.gov.pl/images/surowce/2021/pdf/gaz_ziemny_2021.pdf [dostęp: 15.11.2023].

dostaw stał się świnoujski Gazoport. W 2022 roku sprowadzono za jego pośrednictwem 6 mld m³ gazu. Planowana pierwotnie rozbudowa obiektu miała pozwolić na przyjęcie 7,5 mld m³. Wielkość ta do 2025 roku ma zostać podniesiona o kolejne 10%.

Ponad 3,4 mld m³ w 2022 roku dotarło z Niemiec. Była to znacząca (w przybliżeniu czwarta) część zakupów zagranicznych PGNiG/Grupy Orlen. Zniszczenie we wrześniu 2022 roku gazociągu Nord Stream przyczyniło się do powstania na rynku wewnętrznym u zachodnich sąsiadów Polski deficytu gazu ziemnego. Zamknęło to możliwość zaopatrzenia z tego kierunku.

Około 0,55 mld m³ gazu ziemnego w 2022 roku trafiło do Polski z Litwy. Podobną ilość (0,6 mld m³) udało się przesłać w ostatnim kwartale 2022 roku uruchomionym rurociągiem podmorskim Baltic Pipe. Nie wielkie ilości (0,3 mld m³) udało się zakupić i odebrać nowo oddanym do użytku interkonektorem granicznym ze Słowacji¹⁹⁹.

Do maja 2022 roku PGNiG zakupił z Rosji 2,9 mld m³ gazu. Łączny import gazu ziemnego w 2022 roku wyniósł 13,91 mld m³. Był o 14% niższy niż w poprzedzającym go 2021 roku. Jak już nadmieniono, spadek odnotowano także w krajowym wydobyciu, które w 2022 roku wyniosło 3,43 mld m³. Wolumen surowca, jaki znalazł się w obrocie rynkowym, oscylował wokół 17,3 mld m³. Nie mógł on zaspokoić popytu. Jego przewaga nad podażą odczuwalna była i w poprzednich latach, chociaż np. w 2021 roku do odbiorców trafiło 23,4 mld m³. Braki częściowo uzupełniono, sięgając do państwowych zapasów strategicznych. Sama różnica między wcześniejszym zużyciem z 2021 roku i 2022 roku była jednakże wyższa niż potencjał magazynowy. W rezultacie rezerwy państwowe zostały w sposób istotny naruszone, a deficyt gazu ziemnego w relacji r/r wzrósł.

Powrót do poziomu konsumpcji gazu ziemnego z okresu poprzedzającego wybuch wojny na Ukrainie oraz odmowy w kwietniu 2022 roku rozliczania się PGNiG z PAO Gazprom oraz OOO Gazprom w rublach, tożsamymi z odstąpieniem od dalszych zakupów surowca, nie wydaje się możliwy bez przywrócenia tych relacji handlowych. Nadmieniony spa-

¹⁹⁹ <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2022/sierpien/26-08-2022-gaz-system-interkonektor-gazowy-polska-slowacja-zbudowany.html> [dostęp: 15.11.2023].

dek zużycia w 2022 roku, kiedy to do gospodarstw domowych oraz odbiorców gospodarczych trafiło niemal 18 mld m³ (licząc wykorzystanie rezerw), pogłębi się w 2023 roku. Wynika to z mniejszych możliwości importowych. W zestawieniu z rokiem poprzednim nie będzie dostaw z kierunku rosyjskiego (2,9 mld m³ – 2022 r.), a po uszkodzeniu Nord Stream możliwości zaopatrzenia z Niemiec zostaną wydatnie ograniczone (3,4 mld m³). Braki gazu ziemnego na rynku europejskim wynikające z embarga na import z Rosji nie pozostaną też bez wpływu na możliwości zakupu i dostarczenia go przez interkonektor na granicy ze Słowacją. Możliwości, jakie stwarza przed Polską uruchomiony Baltic Pipe, mogą co najwyżej dopomóc skompensować te straty. Jeśli zgodnie z umowami i zapowiedziami w 2023 roku będzie to *circa* 6,5 mld m³, a w 2024 roku 8 mld m³, to łączne dostawy w 2023 roku będą oscylowały między 16 mld m³ a 17 mld m³ (6,5 mld m³ – Baltic Pipe, 7 mld m³ – Gazoport, 1 do 2 mld m³ z terminalu LNG w Kłajpedzie, od 1 do 2 mld m³ interkonektorem ze Słowacji i bliżej nieokreślona ilość surowca z Niemiec, jeśli uda się ponownie uruchomić Nord Stream). Wielkość między 17 a 18 mld m³ w 2023 roku to najbardziej optymistyczna z prognoz, której realizacja jest obwarowana wieloma uwarunkowaniami często niezależnymi od umów i kontraktów. W 2024 roku ze względu na rozbudowę terminalu LNG w Świnoujściu oraz zapowiedź większych dostaw przez Baltic Pipe będzie to około 2 mld m³ gazu więcej. Poziom 23,5 mld m³ z 2021 roku jest poza zasięgiem.

Przywrócenie relacji handlowych z Rosją i import z niej gazu ziemnego może uchodzić za najprostsze i najbardziej racjonalne rozwiązanie. Odnosi się do traktowania jej terytorium jako tranzytowego i sprowadzania surowca z ościennych wobec niej państw producenckich. Wynika ono z pozycji, jaką zajmuje Rosja jako największy na świecie dysponent rezerw naturalnych tego paliwa i takież jego dostawca na rynki światowe. Jest to zdecydowanie najtańszy i w wymiarze czysto logistycznym najpewniejszy kierunek zaopatrzenia. Przez wzgląd na zaistniałą międzynarodową sytuację polityczną po wybuchu konfliktu zbrojnego na Ukrainie i utrzymującą się w Polsce nieskrywaną niechęć wobec Rosji nie wydaje się, by dążenia na rzecz powrotu do stosunków gospodarczych na zasadach *status quo ante bellum* spotkały się z przychylnością ekipy rządzących. Zniszczenia gazociągu Nord Stream i stan technicz-

ny istniejących magistral przesyłowych nie pozwalają na powrót do importu w perspektywie krótkoterminowej – realny pozostaje być może średnioterminowy przedział 4–6 lat. To czas, który można uznać za technicznie konieczny do restauracji istniejącej i budowy nowej infrastruktury rurociągowej pozwalającej na tradycyjny transfer surowca. W istocie jest to jedyna możliwość sprowadzenia go bezpośrednio od dostawcy z pominięciem pośredników, a co za tym idzie – w możliwie najkorzystniejszej cenie pozbawionej marż, nakładanych przy każdym z ogniw transakcyjnych.

LNG

Analizując możliwości uzupełnienia deficytu gazu ziemnego wynikającego z zamknięcia kierunku importowego z Rosji, pierwszoplanowe miejsce przypisać należy zakupom nośnika w postaci skroplonej w państwach europejskich, tak by trafiał on do Polski transportem drogowym lub kolejowym. Wobec braku perspektyw na powstanie w dającym się przewidzieć czasie kolejnego po świnoujskim terminalu LNG oraz niemożności znaczącej rozbudowy tegoż do wielkości odpowiadającej choćby aktualnym potrzebom, rozwiązanie to należałoby uznać za nietrudne w realizacji i pragmatyczne. Nie wymaga żadnych inwestycji infrastrukturalnych i związanego z tym angażowania środków budżetowych, może opierać się na transakcjach czysto spotowych czy też kontraktach krótkoterminowych, co nie niesie za sobą dalekosiężnych konsekwencji finansowych etc. Praktykowane od lat w kraju przez spółki zajmujące się dystrybucją LNG, pozbawione jest też ryzyka właściwego dla nowego typu przedsięwzięć. Natomiast podstawowym jego mankamentem pozostaje cena skroplonego surowca. Sam proces sprowadzania go do takiej postaci w zależności od technologii pochłania od 8,8²⁰⁰ do 15%²⁰¹, na co nakładają się jeszcze koszty transportu i straty związane z regazyfikacją²⁰². Każdy z nadmienionych elementów generuje dodatkowe obciążenia ekonomiczne, które

²⁰⁰ J. Zaleska-Bartosz, P. Klimek, *Łańcuch dostaw skroplonego gazu ziemnego – aspekty ekologiczne*, „Nafta i gaz” 2011, nr 10, s. 727.

²⁰¹ V. Hönig, P. Prochazka, M. Obergruber, L. Smutka, V. Kučerová, *Economic and Technological Analysis of Commercial LNG Production in the EU*, “Energies” 2019, nr 12, 1565, <https://doi.org/10.3390/en12081565> [dostęp: 15.11.2023].

²⁰² J. Zaleska-Bartosz, P. Klimek, *Łańcuch dostaw...*, *op.cit.*, s. 724–727.

nie występują w przypadku transferu gazociągami. Różnica wydatków ponoszonych na jednostkę przeliczeniową w zakupie zależy od rynku, rodzaju kontraktu, wielkości zamówienia etc. Wyjąwszy epizodyczne sytuacje towarzyszące zbiegom okoliczności korzystnym dla dokonującego zakupu, należy uznać gaz w postaci skroplonej za droższe rozwiązanie. W stosunku do partii surowca o tej samej wartości energetycznej dostarczonego rurociągiem, dyferencja ta mieści się w przedziale od 15% do 30%. Od 8% do 15% z tego wynika m.in. z nadmienionych wydatków związanych z energochłonnością procesu obróbki termicznej. Pozostałe składowe ceny LNG związane są z kosztami logistycznymi, począwszy od znacznie wyższych wymagań dotyczących warunków gromadzenia zapasów i magazynowania po wspomniany koszt przewozu. W dalszej kolejności uwzględnić należy nakłady ponoszone na inwestycje związane z produkcją i dystrybucją LNG oraz oczekiwania dotyczące czasu ich amortyzacji i stopy zwrotu. Samo funkcjonowanie obiektu pociąga za sobą dalsze kolejne wydatki związane z kwestiami bezpieczeństwa, których wymiar niejednokrotnie trudny jest do przewidzenia na poziomie projektowym, czego przykładem jest terminal świnoujski.

Gazoport w Polsce, jak i sama idea jego budowy doskonale odzwierciedlają analizowaną relację między dostawami surowca rurociągami a w postaci skroplonej. Zgodnie z założeniami początkowymi stanem pożądanym pozostawało utrzymywanie obiektu w trybie pracy przy możliwie najniższej jego wydajności. Sama jego obecność wytrącała rosyjskiemu dostawcy możliwość podnoszenia cen bez jakichkolwiek ograniczeń. Górny ich pułap musiał sytuować się poniżej kontraktów zawieranych na LNG, gdyż w przeciwnym razie tradycyjne zaopatrzenie z kierunku wschodniego przestawało być rynkowo konkurencyjne. Tak też się stało. Świnoujski terminal wypełniał przez lata nadaną rolę karty przetargowej w negocjacjach cenowych z Gazpromem. Rezygnacja z niej i przejście funkcji rzeczywistego kanału dystrybucyjnego miało wymiar czysto polityczny. Pozbawiona racji ekonomicznych odzwierciedlała układ międzynarodowy, w jakim znalazła się Polska i jej postępujące uzależnienie od Stanów Zjednoczonych. Nadmieniany już kontrakt importowy LNG wymuszał zakupy surowca w tym państwie, chociaż zgodnie z prognozami jeszcze przed połową czasu jego trwania stawało się ono importerem netto gazu ziemnego. Nie sposób ustalić, czy była to decyzja

samodzielna i jakie intencje kierowały przedstawicielami strony polskiej, ale można wykluczyć motywację interesem finansowym Skarbu Państwa.

Poddanie analizie kwestii zaopatrzenia w gaz ziemny, a precyzyjniej w metan nie wymaga operowania wyłącznie w obszarze kopalni. Oceny i prognozy podaży gazu ziemnego zawężane jedynie do potencjału wydobywczego oraz możliwości importowej mogą uchodzić za niepełne. Nie uwzględniają produkcji biogazu, co – szczególnie w kontekście długoterminowych planów i przewidywań – ma prawo co najmniej zaskakiwać. Podejście takie jest konsekwencją marginalnego znaczenia, jakie zajmuje we współczesnej gospodarce, a w rezultacie i pomijania go w zestawieniach statystycznych dotyczących Polski. W analizowanym aspekcie uzupełnienia deficytu surowca na rynku trudno nie dostrzec potencjału stojącego za otrzymywaniem go z odpadów rolniczych. Według szacunków warunki przyrodnicze w Polsce pozwalają na uzyskanie takiej ilości biomasy, jaka umożliwi wytworzenie rocznie około 13,5 mld m³ biogazu rolniczego, co daje 7,8 mld m³ metanu²⁰³. Nawet jeśli te wielkości uznane zostaną obecnie za trudne czy wręcz niemożliwe do osiągnięcia, trudno nie oprzeć się wrażeniu, że jest to perspektywiczne rozwiązanie. Zdają się to potwierdzać planowane działania związane z wysiłkami na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatu poprzez redukcję czynników antropogenicznych, przyczyniających się do nasilania się efektu cieplarnianego i negatywnych skutków jego występowania. Kluczowe znaczenie wśród nich mają inicjatywy wspólnotowe i służące im rozstrzygnięcia i postulaty prawne, które jako państwo członkowskie zobligowani jesteśmy implementować. Za przykład posłużyć może przyjęta przez UE strategia na rzecz ograniczenia emisji metanu²⁰⁴. Zawarte w niej prognozy przewidują skokowy wzrost zużycia metanu wytwarzanego w rolnictwie do 2050 roku²⁰⁵. Wyniki badań dotyczących antropogenicznych źródeł przenikania tego gazu do atmosfery wskazywały pierwszy sektor gospodarki jako głównego sprawcę takiego skażenia. Udział produkcji zwierzęcej i roślin-

²⁰³ J. Dach, A Kowalczyk-Juško, *Biogazownie jako element dochodzenia do neutralności emisyjnej rolnictwa*, Raport Biogaz w Polsce 2022, Poznań 2023, s. 41.

²⁰⁴ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów dotyczący strategii UE na rzecz ograniczenia emisji metanu, Bruksela 14.10.2020 r.

²⁰⁵ *Ibidem*, s. 9.

nej w całkowitej ilości metanu uwalnianego do atmosfery wskutek działalności człowieka określono w przedziale od 40% do 53%. Powołując się na te wyniki i kierując nimi, Komisja dostrzegła zagrożenia płynące z wielkości niepożądanych emisji dla klimatu, a zarazem potencjał ich redukcji. Wytyczając służące temu celowi strategię działania, wskazała m.in. na biogazownie jako efektywny sposób ich zagospodarowania²⁰⁶. Dynamiczny wzrost liczby i rozwój technologiczny tego typu instalacji należałoby uznać za wysoce prawdopodobny lub wręcz nieuchronny. Wynika to m.in. z wyraźnych sugestii i inicjatyw ustawodawczych Parlamentu Europejskiego, dotyczących ochrony atmosfery przed uwalnianiem do niej metanu będącego produktem ubocznym działalności rolniczej. Zwiastunem takiego biegu wydarzeń są wprowadzane (czy też już obowiązujące w poszczególnych państwach członkowskich) regulacje prawne dotyczące zabezpieczenia gromadzonych nawozów pozwierzęcych czy też wszelkich kiszonek roślinnych. Jest to okoliczność, która perspektywnie może zainicjować procesy inwestycyjne związane z uruchamianiem nowych instalacji pozyskiwania metanu z odpadów rolniczych. Nie wydaje się prawdopodobne, by wskazane uprzednio szacunki określające wynikający z uwarunkowań przyrodniczych potencjał produkcji biomasy przekładający się na 13 mld m³, mogły za sprawą nowego ustawodawstwa zostać osiągnięte. Podstawową przeszkodą na drodze do tego celu pozostaje wielkość budowanych w Polsce biogazowni. Zazwyczaj ze względu na panujące przepisy prawne związane z aukcjami są to obiekty o mocy nieco niższej niż 1 MW. Jest to wielkość nieprzystająca do potrzeb przytłaczającej większości gospodarstw rolnych w Polsce. Nie są one w stanie zabezpieczyć wymaganej ilości bioodpadów poddających się procesom gnilnym. Nie każda wieś w Polsce dysponuje potencjałem zdolnym do utrzymania ciągłej produkcji energii w obiekcie takich rozmiarów. Natomiast inwestycja w małe przydomowe instalacje uchodzi w środowiskach rolniczych za mało rentowną czy wręcz nieopłacalną. Zmiana jednego z tych parametrów stanowi możliwy i prawdopodobny bodziec rozwoju rodzimej produkcji biogazu.

Brane mogą być pod uwagę dwa scenariusze. Pierwszy polegający na podniesieniu w systemie aukcyjnym preferencyjnej mocy obiektów bioga-

²⁰⁶ *Ibidem*, s. 8–10.

zowych, natomiast drugi – to obniżenie kosztów stawiania najmniejszych obiektów i wykorzystywanie ich w charakterze hybrydowych rozwiązań wespół z innymi nowoczesnymi technologiami. Każda ze wskazanych dróg ma swoje zalety i wady. W przypadku budowy większych niż dotąd instalacji należy spodziewać się narastania problemów zaopatrzeniowych w biomasę. Większa produkcja wymaga stosownych do tego dostaw surowców, takich jak gnojowica, resztki roślinne czy odpady organiczne. Jednak w miarę wzrostu mocy instalacji ich naturalne zasoby w bliskim otoczeniu mogą okazać się niewystarczające, co prowadzi do konieczności przywozu biomasy z innych miejsc. To z kolei niesie za sobą nakłady ponoszone na transport. Pozaekonomicznym zagrożeniem są tu niezadowolenie społeczne i potencjalne protesty mieszkańców, wynikające z wyraźniej odczuwalnego negatywnego wpływu, jaki biogazownia będzie wywierała na jakość ich życia poprzez generowanie większej ilości odorów i hałasu. W przypadku rozwiązań kogeneracyjnych, które wydają się nieodłącznym elementem urządzeń tych rozmiarów, należy dodatkowo wskazać na potencjalne problemy z niedostateczną liczbą odbiorców ciepła systemowego na terenach wiejskich czy też logistyczne w przypadku mniejszej gęstości zaludnienia i rozproszonej zabudowy.

Ogromny potencjał rozwojowy kryje się za niewielkimi, przydomowymi, nowoczesnymi instalacjami. Wynika on m.in. z:

- taniego czy wręcz bezkosztowego zaopatrzenia w surowiec poprzez wykorzystanie lokalnych źródeł biomasy, takich jak gnojowica, resztki roślinne czy odpady organiczne, które są łatwo dostępne na terenie gospodarstwa rolnego. Ograniczenie transportu biomasy z innych miejsc pozwoli na zaoszczędzenie kosztów logistycznych,
- łatwiejszego procesu skalowania, a tym samym i precyzyjniejszego doboru technologii, służącej optymalizacji procesów produkcyjnych poprzez poprawę wydajności czy też obniżenie kosztów wytwórczych etc.,
- ścisłego dostosowania do potrzeb odbiorcy, a co za tym idzie – wyższej efektywności energetycznej, m.in. poprzez wykorzystanie ciepła produkowanego podczas procesu produkcji do ogrzewania pobliskich budynków lub procesów przemysłowych,

- prostszego procesu optymalizacji procesów produkcyjnych oraz minimalizacji strat i odpadów, mniej skomplikowanego planowania i łatwiejszego monitoringu pozwalającego na identyfikację obszarów wymagających zmian.

Wymagają one także mniejszych nakładów inwestycyjnych, co czyni je łatwiej dostępnymi. Kryterium kosztu uzyskania przykładowej kWh, czasu amortyzacji instalacji i stopy jej zwrotu pozostają wprawdzie kluczowymi parametrami w samym procesie decyzyjnym dotyczącym zakupu, wynajmu czy też budowy urządzeń, ale tylko wtedy, kiedy pozostają w zasięgu finansowym odbiorcy. W kontekście nadania produkcji biogazu wymiaru, który pozwoliłby zmniejszyć deficyt gazu ziemnego na rynku, konieczne jest jej umasowienie. *Conditio sine qua non* tego stanu pozostaje cena urządzenia, to ona zadecyduje, czy znajdzie się w powszechnym użyciu. Programy wpierające, jakie skutecznie wdrożono w przypadku fotowoltaiki, byłyby z pewnością niezwykle pomocne w osiągnięciu wskazanego celu.

2.1.4. Ropa naftowa

2.1.4.1. *Oil pick*

Ropa naftowa, a precyzyjniej: pochodzące z niej produkty, biorąc pod uwagę kryterium uciążliwości dla środowiska naturalnego i oddziaływania na klimat, znacząco odbiegają od gazu ziemnego, który w zestawieniu z nimi może być traktowany jako „czyste źródło energii”. Trudno nie dostrzec w tym bariery popytowej na ten typ nośnika. Obecnie jest ona dostrzegana przede wszystkim przez najzamożniejsze społeczeństwa Europy, Ameryki Północnej czy Japonii i Australii z Nową Zelandią. Ich pozycja w światowej gospodarce i wynikająca z niej siła oddziaływania jest na tyle mocna, by skutecznie przenieść przekonanie o konieczności limitacji jego konsumpcji. Kwestie ekologiczne coraz częściej stanowią pretekst kampanii na rzecz ograniczenia zużycia paliw naftowych przez lobby związane z alternatywnymi wobec nich rozwiązaniami. Za przykład może w tym miejscu posłużyć Ameryka Południowa, gdzie stosowanie bioetanolu do silników o zapłonie iskrowym stało się powszechne.

Akcje promujące wykorzystywanie do tego celu miejscowych produktów roślinnych sięgają na tym obszarze początków motoryzacji. Zarówno wtedy, jak i obecnie stały za nimi grupy interesów związanych z plantacjami dostarczającymi surowiec do produkcji alkoholu. Za ich sprawą pozycja, którą zajmuje w gospodarce narodowej państw tego kontynentu branża związana z biopaliwami, może uchodzić za kluczową dla ich funkcjonowania.

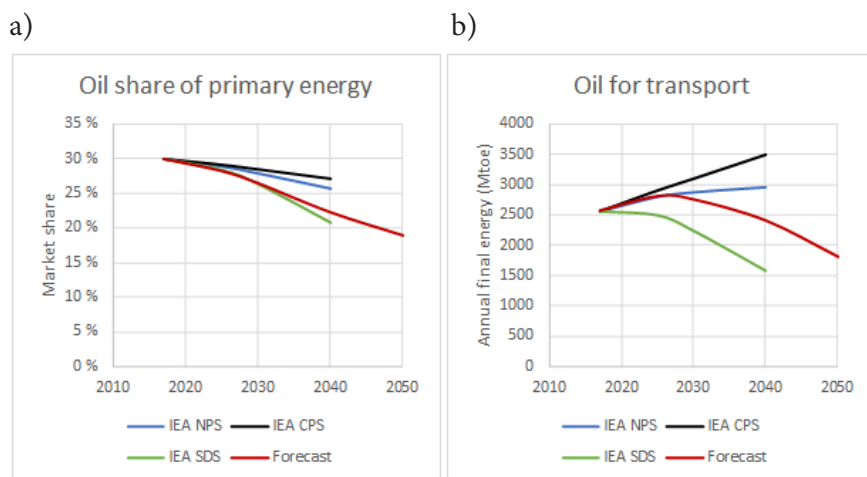
Nadmienione przesłanki wskazujące na występowanie okoliczności, które nie sprzyjają podnoszeniu popytu na paliwa naftowe na poszczególnych rynkach krajowych w wymiarze globalnym, są czynnikiem jedynie spowalniającym dynamikę i tak samą w sobie wzrostową. Siła ich oddziaływania nie jest w istocie na tyle mocna, by móc sam proces powstrzymać. Stąd też w perspektywie krótko- i średnioterminowej nie należy się spodziewać zmniejszenia zapotrzebowania na ropę naftową, co wynika m.in. z coraz szybszego tempa konsumpcji w grupie państw rozwijających się, które ze względu na swoją kolonialną przeszłość bądź polityczne perturbacje pozostawały przez lata outsiderami zapotrzebowania na surowiec. Odnotowywany na tym polu wzrost można przypisać podniesieniu stopy życiowej miejscowych społeczeństw, w tym powiększaniu się liczebnym klasy średniej i zamożnej. Nie bez znaczenia w tym przypadku są też zmiany demograficzne w postaci wielkości populacji i jej wieku.

Prognozy i szacunki dotyczące zapotrzebowania na ropę naftową w najbliższych dekadach zakładają wprawdzie spadek jej udziału w produkcji energii pierwotnej (rys. 2.22a), niemniej jednak – co warto podkreślić – spadek ten nie jest tożsamy z mniejszym popytem na ten surowiec. Będzie on nadal rósł, póki będzie przybywało na drogach samochodów z napędem spalinowym. Odpowiedzialnym za przybierającą na sile konsumpcję niezmiennie zatem pozostaje transport (rys. 2.22b).

Światowe zasoby ropy naftowej szacowane są, według BP, na *circa* 1729,7 mld bbl²⁰⁷, natomiast EIA określa je w przybliżeniu na 1650 mld bbl²⁰⁸. Co w tym ważne i warte podkreślenia, wielkość ta od lat nie ma-

²⁰⁷ BP Statistical Review 2019, s. 14.

²⁰⁸ Crude Oil Including Lease Condensate Reserves, https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=00000000000000000000000000000008&c=410000000200006000000000000000g000200000000000000000001&tl_id=5-A&vs=INTL.57-6-AFRC-BB.A&ord=CR&cy=2017&vo=0&v=H&start=1980 [dostęp: 22.02.2020].



**Rys. 2.22. a) Udział produktów naftowych w produkcji energii elektrycznej,
b) Udział paliw naftowych w transporcie**

Źródło: Energypost.eu. S. Cloeta, An independent Global Energy Forecast to 2050: fossil fuels, <https://energycentral.com/c/ec/global-energy-forecast-part-3-5-fossil-fuels> [dostęp: 11.09.2024].

leje. Przyjmując poziom konsumpcji na rok 2019 jako 100 mln b/d, rezerwy te mogłyby zaspokoić potrzeby ludzkości na 45 lat. Prognozowany w zależności od scenariusza rozwoju globalnej koniunktury wzrost popytu na ten surowiec o średnio około 100 000 baryłek dziennie z każdym rokiem, w praktyce niczego pod tym względem nie zmienia. Oznacza też dający się zauważyć brak jakiegokolwiek zagrożenia wynikającego z ewentualnego wyczerpania złóż w dającej się przewidzieć perspektywie gospodarczej. Ryzyko takie po prostu nie występuje.

Powodem do niepokoju może być za to znacząca koncentracja zasobów tego surowca. Największe nagromadzenia znajdują się w Wenezueli i Arabii Saudyjskiej. Oba te kraje są w posiadaniu przeszło trzeciej części wszystkich znanych rezerw naturalnych, podczas gdy łączna zawartość złóż dziesięciu najbogatszych w ropę naftową państw świata odpowiada aż około 85% udziałowi. W przypadku znajdujących się w tym gronie Stanów Zjednoczonych, dysponowane bogactwo nie byłoby zdolne zaspokoić wewnętrznego popytu ani na dekadę²⁰⁹.

²⁰⁹ Przyjmując konsumpcję jako wyższą niż 20 000 000 bbl/d, w 2018 roku wynosiła ona 20 456 000. Dane BP – Statistical Review 2019, s. 20.

2.1.4.2. Rezerwy a ceny

Dysproporcja w stanie posiadania jest więc poważnym problemem. Łączy się z nią rzutuująca na szeroko pojęty rozwój gospodarczy zależność od rzeczony dziesiątki i kilku innych producentów całej pozostałej części wspólnoty międzynarodowej. Tak stan rzeczy wywołuje zaciętą rywalizację między jej członkami, która niejednokrotnie wychodzi daleko poza relacje właściwe dla handlu. Zdecydowanie zbyt często też destabilizuje sytuację polityczną w krajach i regionach wydobywcia.

Tab. 2.6. Państwa z największymi złożami naftowymi – stan na 2021 rok

| Państwo | Wielkość rezerw (w mld bbl) | Udział w światowych zasobach (w %) |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------|
| Wenezuela | 303,3 | 17,5 |
| Arabia Saudyjska | 297,7 | 17,2 |
| Kanada | 167,8 | 9,7 |
| Iran | 155,6 | 9,0 |
| Irak | 147,2 | 8,5 |
| Federacja Rosyjska | 106,2 | 6,1 |
| Kuwejt | 101,5 | 5,9 |
| Zjednoczone Emiraty Arabskie | 97,8 | 5,7 |
| Stany Zjednoczone | 61,2 | 3,5 |
| Libia | 48,4 | 2,8 |

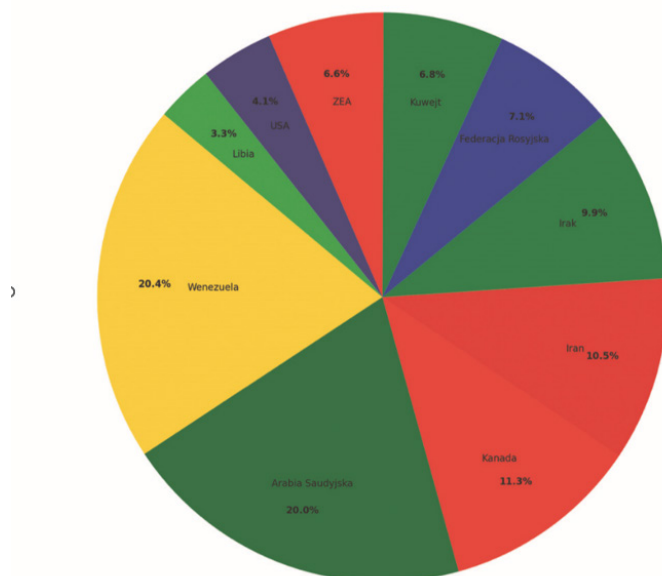
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BP.

Konsekwencje wystąpienia tego typu incydentów znajdują swoje odzwierciedlenie w notowaniach surowca²¹⁰. Rynek dyskontuje się od tego typu zdarzeń, co ma swoje odzwierciedlenie w wyższym poziomie cen ropy naftowej i jej produktów. Zawiera on bowiem koszty ryzyka, na jakie wyceniono prawdopodobieństwo wystąpienia negatywnego scenariusza²¹¹.

Zagrożenia związane z możliwością pojawienia się zaburzeń dostaw ropy naftowej w wyniku napięć i konfliktów w regionach jej wydobywcia

²¹⁰ P. Kwiatkiewicz, *Konflikty zbrojne na Bliskim Wschodzie po II wojnie światowej i ich wpływ na ceny ropy naftowej*, „Gospodarka Materiałowa i Logistyka” 2010, nr 10, s. 27–33.

²¹¹ R. Rigobon, B. Sack, *The Effects of War Risk on U.S. Financial Markets*, National Bureau of Economic Research, April 2003, Paper 9609, <https://www.nber.org/papers/w9609.pdf> [dostęp: 22.03.2020].



Rys. 2.23. 10 państw o największych zasobach naturalnych ropy naftowej – udział w światowych rezerwach

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych BP.

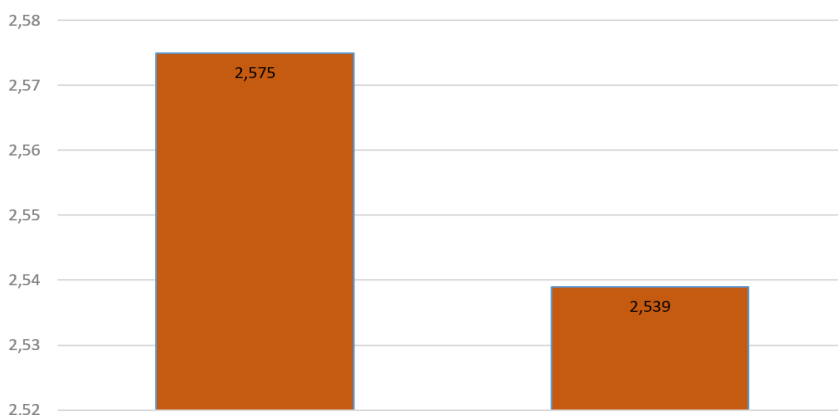
legły u podstaw idei obłożenia handlu zwiększonym podatkiem akcyzowym. Unia Europejska stała się prekursorem takiego rozwiązania²¹². W pierwotnych założeniach miało ono służyć przede wszystkim wypracowaniu mechanizmu pozwalającego utrzymać stabilny, a zarazem bezpieczny dla gospodarek krajowych Wspólnoty poziom cen. Całość oparto na prostym mechanizmie działania – gdy ropa naftowa drożeje, następuje, w zależności od skali podwyżki, obniżanie podatku o pożądaną procentowo wielkość, tak by rynki wewnętrzne nie ucierpiały z tego powodu. W myśl założeń miało to być zatem rozwiązanie pozwalające niwelować konsekwencje wzrostu notowań surowca, a dopóki taka konieczność nie zajdzie, pełniłoby ono funkcję dodatkowego źródła wpływów budżetowych. Finalnie role te zostały zamienione. Nastąpiła pod tym względem permanentna zmiana priorytetów. Od momentu obecności Polski w strukturach unijnych, biorąc pod uwagę kurs baryłki surowca

²¹² Council Directive 2003/96/EC, of 27 October 2003, restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity.

obowiązujący w początkach maja 2004 roku i w połowie lipca 2008 roku, kiedy to odnotowano podwyżkę cen ropy naftowej o bez mała 250%, za ledwie jeden jedyny raz zdecydowano się na kosmetyczną obniżkę akcyzy. W innych państwach unijnych postąpiono analogicznie.

Skalę zjawiska przejrzyscie odzwierciedla sytuacja z lat poprzedzających wybuch kryzysu w 2008 roku. Wpływy podatkowe z tytułu importu ropy przez lokalne rafinerie oraz dystrybutorów paliw naftowych w przypadku państw G7 w latach 2004–2007 sięgnęły łącznie 2,585 bln USD. Dla porównania członkowie Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową (dalej: OPEC) uzyskali za sprzedaną ropę 2,539 bln USD, czyli o 46 mld USD mniej²¹³.

Dla państwa, jako instytucji, proces odejścia od paliw naftowych wiąże się z poważnymi konsekwencjami finansowymi w postaci konieczności zrównoważenia niedoboru powstałego na skutek zmniejszenia wpływów podatkowych z tytułu obrotu nimi. Jest to aspekt, którego w kontekście specyfiki rynku surowców energetycznych i prognozowanych na nim zmian trudno lekceważyć.



Rys. 2.24. Przychody OPEC z tytułu sprzedaży ropy naftowej do państw G7 vs. przychody podatkowe G7 z tytułu importu ropy naftowej od członków OPEC w latach 2004–2007 (w bln USD)

Źródło: opracowania własne na podstawie: Research Division, OPEC Secretariat, Vienna 2008, OPEC Bulletin 9/08, s. 3, https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/OB092008.pdf [dostęp: 4.11.2019].

²¹³ OPEC, Who Gets What from Imported Oil, 06/2008 Vienna, s. 4.

2.2. Energetyka odnawialna

Odnawialne źródła energii traktowane są jako przyszłość energetyki. Obecnie najszybciej rozwijająca się jej gałąź. Docelowo najprawdopodobniej kluczowa, która ma położyć kres „ograniczeniom wzrostu” wynikającym z limitowanej ilości surowca na Ziemi.

Niezwykle istotne w niniejszym kontekście pozostaje jej zdefiniowanie, dookreślenie, czym jest i jakie są jej składowe, a co za tym idzie, które z nośników możemy uznać za niewyczerpywalne i pozwalające na korzystanie z nich w nieskończoność. Oczywiście w praktyce taki horyzont czasowy nie istnieje, gdyż wszystko ma swój początek i kres. W niniejszym przypadku nie chodzi o wartości i dane przytaczane przez fizyków czy też astrofizyków, a właściwie nauk społecznych: ekonomii, nauk o polityce i administracji czy socjologii. Ich zastosowanie ma służyć populacji ludzkiej w jej przewidywalnej planistycznie przyszłości, a za taką może uchodzić perspektywa funkcjonowania współcześnie powstających inwestycji. Szacunkowo nie przekracza ona wieku. Klasycznym przykładem obiektu energetycznego, którego działalność sięga takiego zakresu, jest Tama Trzech Przełomów²¹⁴.

Słowem kluczem w definicji jest termin „odnawialne”. Może ono przywodzić na myśl mitycznego Feniksa, odradzającego się z popiołów. Sięgając po antyczne odniesienia, istniejący stan wiedzy pełniej oddają słowa przypisane Heraklitowi z Efezu o braku możliwości wejścia dwa razy do tej samej rzeki. Nic samoczynnie się nie regeneruje, nie ma perpetuum mobile. Zdanie się na warunki atmosferyczne i traktowanie ich jako stałą przy obecnej dynamice zmian klimatycznych pozostaje często mocno ryzykowne. Można wskazać pewne nisze, jak wiatrowe farmy offshorowe, hydroelektrownie pływowe, fotowoltaiki na obszarach pustynnych Półwyspu Arabskiego czy Sahary, natomiast w przypadku pozostałych takich gwarancji zasilania już nie mamy.

²¹⁴ Three Gorges Dam Hydro Electric Power Plant, China, <https://www.power-technology.com/projects/gorges/> [dostęp: 11.09.2024].

2.2.1.1. Problem drewna w energetyce

W przyjętej nomenklaturze przedmiotowej mianem OZE określa się te, „których wykorzystywanie nie wiąże się z długotrwałym ich deficytem, ponieważ ich zasób odnawia się w relatywnie krótkim czasie”. Pomijając wskazaną uprzednio nieścisłość tkwiącą w założeniu dotyczącym samoczynnego odnawiania się, problemem terminologicznym staje się sam czas. Jego stosunkowo niedługi wymiar należałoby odnieść do skali pomiaru właściwej dla ludzkiego życia, tj. niewychodzącej poza jego zasięg. Oczywiście i to zawężenie jest nieprecyzyjne. Obejmuje bowiem przedział do *circa* 80 lat. Pozornie mało poważnym wydaje się traktowanie drzewa w lesie w takim wieku jako źródła odnawialnego. Rzeczywiście, jednakże potwierdza powszechność tego typu podejścia. Właściwe jest to dla państw rozwijających się traktujących porastające ich terytoria lasy jako zasób surowca energetycznego²¹⁵. Za przykład posłużyć mogą tu nie tylko kraje południa – Indonezja czy Brazylia, ale też Polska. Skala wykorzystania drewna do celów energetycznych jest znacząca²¹⁶, co szczególnie widoczne jest w zestawieniu z wielkością dokonywanych wycinek²¹⁷.

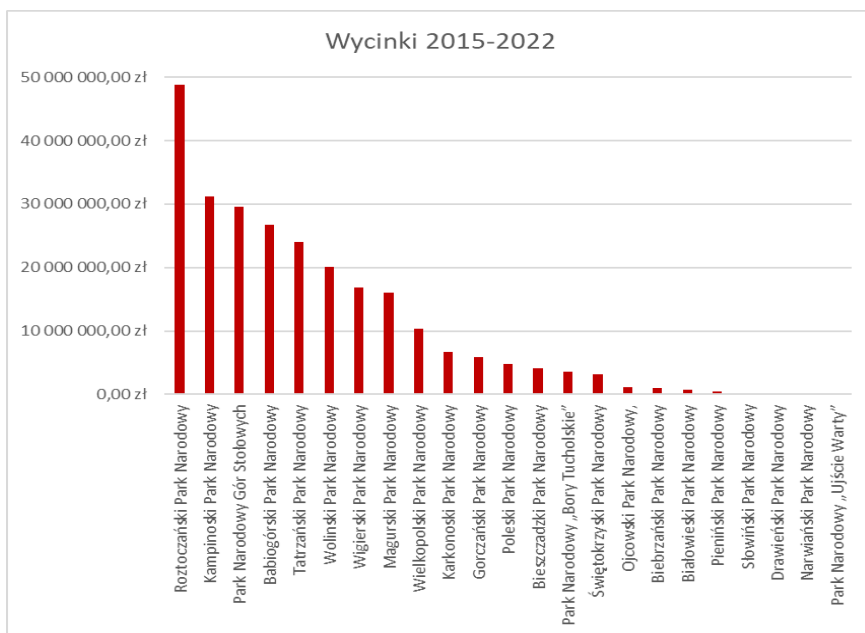
W świetle obowiązującego ustawodawstwa kryterium wieku rośliny wykorzystywanej w celach energetycznych nie istnieje. Każdorazowo traktowana jest ona jako źródło odnawialne. Przeczy to samej idei OZE i budowy systemu elektroenergetycznego działającego w oparciu o takie nośniki. Przypomnijmy *conditio sine qua non* pozostaje tu odnowienie zasobu w terminie na tyle krótkim, by jego deficyt został szybko uzupełniony czy też w ogóle nie powstał.

Pytanie o czas pozostaje tylko teoretycznie otwarte. W praktyce tak nie jest. Posłużmy się przykładem: czy oczekiwanie na to, by wyrosło drzewo o tej samej kubaturze, którą posiadało wykorzystane jako opał, nie wykracza poza ramy chronologiczne pozwalające traktować je jako

²¹⁵ V. Kaputa, *Rynek materiałów drzewnych w Polsce*, „Intercathedra” 2004, t. 20, s. 75.

²¹⁶ T. Moskalik, W. Nowacka, J. Sadowski, D. Zastocki, *Rynek drewna energetycznego w Polsce jako element rozwoju regionalnego*, „Studia i Materiały Centrum Edukacji Przyrodniczo-Leśnej” 2012, nr 14(3[32]), s. 224–226.

²¹⁷ *Ibidem*; także M. Jabłoński, *Konsekwencje wykorzystania drewna na cele energetyczne w świetle realizacji polityki klimatycznej*, [w:] *Biomasa leśna na cele energetyczne*, P. Gołos, A. Kaliszewski (red.), Sękocin Stary 2013, s. 55–56.



Rys. 2.25. Przychody parków narodowych z tytułu wycinki drzew w latach 2015–2022

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS i NIK.

zasób odnawialny? Jeśli przyjmiemy jako punkt odniesienia średnią długość ludzkiego życia, to pokaźna część spalanej w energetyce zawodowej biomasy pochodzenia leśnego nie może być za taki uznana.

Współcześnie poważne wątpliwości natury etycznej budzi samo traktowanie drewna jako surowca energetycznego. Wyniesione z tradycji podejście, według którego jest ono najtańszym i najłatwiejszym w pozyskaniu materiałem opałowym, nadal jest rozpowszechnione. Znajduje to swoje potwierdzenie w obrotach rynkowych i utrzymującym się na niezmiennie wysokim popycie na nie²¹⁸. Głębokie jego zakorzenienie w kulturze energetycznej na terenie Polski może być traktowane jako swoiste usprawiedliwienie dla wykorzystujących go gospodarstw domowych. Dodatkowym stymulatorem popytu stała się moda na paleniska

²¹⁸ P. Gajdemski, E. Gawel, K. Gardziej, B. Kluczyński, M. Orłowski, K. Hortizuela, *Rynek produkcji drewna w Polsce i wybranych krajach UE – stan obecny i wyzwania przyszłości*, „Management Systems in Production Engineering” 2016, nr 1(21), s. 3–5.

określane potocznie mianem kominków w salonach nowo powstających budynków jednorodzinnych, a zdarza się i wielorodzinnych. Zdołała sobie ona popularność w połowie lat 90. ubiegłego wieku, która nie wygasa. Wyrazem tego jest bogata oferta handlowa i rozwinięta sieć sprzedażowa takich urządzeń. O ile trudno polemizować z nawykami i upodobaniami konsumentami, o tyle mocno problematyczna staje się polityka państwa w tym zakresie. Z jednej strony wprowadza w drugiej dekadzie XXI wieku programy „Czyste Powietrze” czy „Mój Prąd”, a z drugiej nie ogranicza w nowo oddawanych do użytku domostwach źródła ogrzewania opartego o paliwa kopalne. W praktyce niemal zawsze był to kominek, gdyż jest to poprzez swą powszechność najtańsze z dostępnych na rynku rozwiązań²¹⁹. Od lat 2018–2019 coraz częściej urzędy starostw powiatowych wydające zgody na inwestycje budowlane przestawały akceptować wnioski, w których był on jedynym urządzeniem grzewczym. Nie wydaje się, by miało to większy wpływ na jego popularność. Nadal traktowany był jako jedyny gwarantujący rzeczywistą suwerenność systemu zasilania, co wielu użytkowników sobie ceniło. Instytucjonalne przyzwolenie, jakie zatem zyskiwał za sprawą obowiązujących przepisów administracyjno-prawnych, sprzyjało jego montażom, chociaż stało w opozycji do wdrażanych przez rząd programów. Te, przynajmniej w założeniach, służyły poprawie dobrostanu zdrowotnego mieszkańców Polski poprzez eliminację głównego źródła chorób dróg oddechowych. Miały też przyczynić się do zmniejszenia emisji ditlenku węgla do atmosfery, a tym samym przynajmniej częściowej neutralizacji negatywnego oddziaływania na zmiany klimatyczne przypisywanego gospodarstwom domowym niekorzystającym z ciepła systemowego. Cele były ambitne. Oczekiwano zmniejszenia emisji CO₂ o co najmniej 800 000 Mg/rok oraz podniesienia mocy wytwórczych ze źródeł odnawialnych do co najmniej 995 MW²²⁰. W istocie osiągnięto je i to z pokaźną nadwyżką. Zgodnie z informacjami Ministerstwa Klimatu i Środowiska (dalej: MKiŚ) uzyskano ponad 9,7 MW, czyli niemal dziesięciokrotnie więcej niż pierwot-

²¹⁹ M. Szubel, W. Goryl, *Drewno w energetyce*, Poznań 2017, ss. 164.

²²⁰ Program priorytetowy. Tytuł programu: Mój prąd – Wydział Ekspertyz i Prac Naukowo-Badawczych, https://mojprad.gov.pl/images/program-priorytetowy-mp_20210901_calosc.pdf

nie zakładano²²¹. W skali kraju należy też odnotować wyraźny spadek emisji CO₂, przeliczając ją na liczbę wygenerowanych kilowatogodzin.

Pozostawienie i traktowanie drewna jako paliwa odnawialnego niwelowało jednakże korzyści, jakie niosły inwestycje w przydomowe instalacje fotowoltaiczne. Jakość powietrza na terenach zamieszkałych pogarszała się z roku na rok. Media donosiły o kolejnych rekordowych przekroczeniach ilości pyłów zawieszonych. Odpowiedzialność za zaistniały stan rzeczy ponosiły przydomowe paleniska. Skala zjawiska pozostaje w znacznej większości niedookreślona, gdyż pomiarów dokonywano w centrach miejskich. Sytuacja na ich peryferiach czy rozsianych wokół takich ośrodków urbanizujących się wsi nie została w pełni naukowo rozpoznana, chociaż trudno mieć wątpliwości co do dramatycznego wręcz poziomu skażenia powietrza na tych terenach w okresie grzewczym.

Prawdopodobnie z powodów czysto politycznych, z obawy przed utratą poparcia, rząd nie zdecydował się na wydanie jakiegokolwiek regulacji, która ograniczałaby korzystanie z zasilanych paliwem kominków. Dokonały tego lokalne władze samorządowe pozostawione z tym problemem. Wobec ogromu poczynionych inwestycji na finansowanie programów „Czyste Powietrze” i „Mój Prąd” z polityki energetycznej państwa przebiegał wyraźny brak konsekwencji w podejściu do stosowania drewna. Jego aparat wyposażony we wszelkie możliwe instrumenty oddziaływania propagandowego, od informacji w mass mediach po programy edukacyjne, nie zadał sobie trudu, by wyjaśnić posiadaczom instalacji fotowoltaicznych tego, jak bardzo destruktywny wpływ na wydajność ich urządzeń ma pył z komina osadzający się na panelach. Co interesujące, po argument ten nie sięgały także samorządy, które uciekały po najprostsze uzasadnienia swych decyzji dotyczących czasowego zakazu palenia paliwami stałymi. Nie wydaje się, by na przeszkodzie stał brak wiedzy. Można z dużą dozą prawdopodobieństwa przyjąć założenie, zgodnie z którym wraz z jej upowszechnieniem problem rozwiąże się samoistnie.

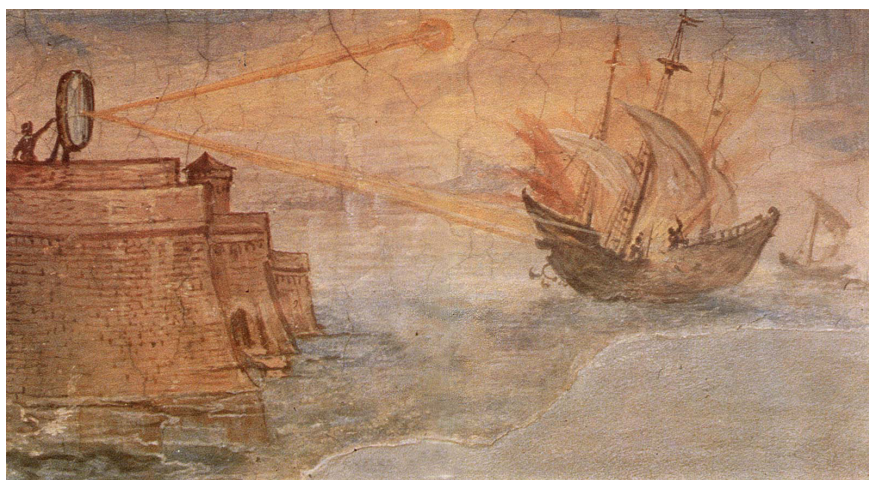
O ile w przypadku gospodarstw domowych wyjaśnieniem zajmowanej postawy mogą być populizm władzy i obawa przed zniechęceniem do

²²¹ StopFakeNews – MKiŚ nie prowadzi prac nad rejestracją i opłatą ekologiczną instalacji fotowoltaicznych, <https://www.gov.pl/web/klimat/stopfakenevs-mkis-nie-prowadzi-prac-nad-rejestracja-i-oplata-ekologiczna-instalacji-fotowoltaicznych> [dostęp: 14.08.2023].

siebie elektoratu, o tyle kontynuacja współpalania w energetyce zawodowej była skrajnie nieracjonalna. Energetycznie korzyści, jakie odnoszono z tego tytułu, nie były niewspółmiernie niższe niż te, które uzyskiwano by, stosując jak dotąd na tradycyjnych zasadach paliwa kopalne. Ekonomiczne zyski generowane były przede wszystkim za sprawą tzw. zielonych certyfikatów i handlu emisjami. Stanowiły pokaźny zastrzyk finansowy dla elektrowni i elektrociepłowni, lecz zarazem długofalowo czyniły niedające się powetować straty gospodarcze. Równie niekorzystny był społeczny odbiór procederu wyrębu lasów w celu pozyskania surowca.

2.2.2. Energetyka solarna

Wykorzystanie promieniowania słonecznego do celów energetycznych towarzyszyło ludzkości od jej zarania. Obecne było w zaspokajaniu potrzeb gospodarstw domowych oraz produkcji rzemieślniczej. Już w starożytności opanowano technologię transferu pochodzącej stąd energii świetlnej (zwierciadła odbijające iluminacje) czy cieplnej (lustro Archi-



Rys. 2.26. Giulio Parigi (1571–1635) Lustro Archimedesa – bitwa pod Syrakuzami

Źródło: Alamy.com, Giulio Parigi Stock Photos and Images, <https://www.alamy.com/wall-painting-from-the-uffizi-gallery-stanzino-delle-matematiche-in-florence-italy-showing-the-greek-mathematician-archimedes-mirror-being-used-to-burn-roman-military-ships-painted-in-1600-giulio-parigi-image399680874.html>.

medesa). Już wtedy znajdowała ona też swoje zastosowanie w działaniach o charakterze militarnym.

Współcześnie kojarzona jest ona głównie z fotowoltaiką, chociaż wcale się do niej nie ogranicza.

Nie brak obszarów wiedzy, w których progres dokonał się za sprawą wojskowości i przydatności określonych zdobyczy nauki dla potrzeb armii. Energetyka solarna jest tego doskonałym odzwierciedleniem.

2.2.2.1. Fotowoltaika

Efekt fotowoltaiczny opisany został już w pierwszej połowie XIX wieku²²². Teoretyczne wyjaśnienie tego zjawiska przedstawił w 1905 roku A. Einstein, co stało się jedną z przesłanek uhonorowania go Nagrodą Nobla w 1921 roku. Wtedy też pojawiła się sama koncepcja uzyskiwania energii elektrycznej dzięki promieniowaniu słonecznemu. W następnej dekadzie przeprowadzono również pionierskie eksperymenty z użyciem panelu, który zawierał tlenek miedzi oraz cienką, przepuszczającą światło folię z tego samego metalu. Efekty tych prób były imponujące, osiągając w 1932 roku wydajność 26 W/m². Zaczęto również formułować pierwsze koncepcje wykorzystania tej formy zasilania. Rozważano możliwość instalacji takich paneli na dachach budynków mieszkalnych, a nawet na sterowcach. Rozpoczęto również debatę na temat integracji tych systemów z siecią elektroenergetyczną, czyli implementacji rozwiązań typu on-grid²²³.

Jak już wspomniano, kluczowym bodźcem rozwoju stał się przemysł zbrojeniowy, a polem rywalizacja między Stanami Zjednoczonymi a ZSRR w kosmosie. Pierwszym dokumentującym ten stan rzeczy przykładem był satelita Vanguard 1C, o masie nieco poniżej 1,5 kg. Stanowi on niezwykle interesujący przypadek w omawianych rozważaniach, ze względu na zainstalowane na nim panele fotowoltaiczne z ogniów krzemowych, wyprodukowane przy współudziale Bell Laboratories. Te moduły

²²² A.E. Becquerel, *Elektro-chemisches Verfahren, um Blei und Braunstein aus Auflösungen abzuscheiden, in welchen sie enthalten sind*, Band 38, Nr. LV, Berlin 1830, s. 178–182. Artykuł w wersji elektronicznej: <http://dingler.culture.hu-berlin.de/article/pj038/ar038055> [aktualizacja: 15.03.2024].

²²³ *Sun's rays to drive Aerial Landing Field*, „Modern Mechanix” Oktober 1934, s. 85.



Rys. 2.27. Sterowiec z zasilany fotowoltaicznym lądowiskiem dla samolotów (1934 r.)

Źródło: Modern Mechanix.

generowały moc nominalną 1 W przy efektywności 10%, co pozwoliło na działanie satelity przez ponad 6 lat, przekraczając pierwotne założenia dotyczące czasu pracy²²⁴.

Misja Explorera 6 wyposażona była już w cztery panele solarne o wymiarach 46 cm x 46 cm, każdy z nich składający się z 2000 krzemowych ogniw o wymiarach 1 cm x 2 cm, umieszczonych na tej samej płaszczyźnie co korpus satelity i rozmieszczonych symetrycznie pod kątem 30%

²²⁴ Pełne dane na temat satelity Vanguard 1C na stronach NASA pod adresem: <http://nssdc.gsfc.nasa.gov/nmc/spacecraftDisplay.do?id=1958-002B> NSSDCA/COSPAR ID:1958-002B [archiwizacja: 31.03.2024].

do siebie, zapewniała ciągle oświetlenie minimum 25% ogniw przez promienie słoneczne²²⁵.

Zastosowanie technologii fotowoltaicznych w zasilaniu obiektów kosmicznych znacząco zwiększyło zainteresowanie tą technologią wśród departamentów zajmujących się obronnością i bezpieczeństwem narodowym, zwłaszcza w kontekście intensyfikacji badań przestrzeni pozaziemskiej z wykorzystaniem statków bezzałogowych.

Informacje na temat wykorzystania ogniw zasilanych promieniowaniem słonecznym w satelicie Sputnik 3, który działał od maja 1958 do kwietnia 1960 roku, były ograniczone. Satelita ten, mimo iż był niemal 100 razy cięższy od swojego amerykańskiego odpowiednika z powodu znacznej ilości zainstalowanego sprzętu pomiarowo-badawczego, co zwiększało jego zapotrzebowanie na energię, stanowi przykład zastosowania fotowoltaiki po stronie radzieckiej. Z kolei w USA Hoffman Electronics już w 1960 roku mogła pochwalić się osiągnięciem 14% efektywności ogniw fotowoltaicznych, co stanowiło powód do narodowej dumy²²⁶.

Reprezentanci sektora militarnego wykazywali aktywne zaangażowanie i zainteresowanie rozwojem technologii fotowoltaicznej, co sprawiało, że fotowoltaika pozostawała pod silnym wpływem resortów obronnych, czasami w sposób bardzo dosłowny. Ilustracją tej synergii był rok 1963, kiedy to na orbitę został wyniesiony satelita komunikacyjny Telstar. Projekt ten, mimo oficjalnego charakteru komercyjnego, realizowany był przez Bell Laboratories i wyposażony w system zasilania fotowoltaicznego o mocy 14 W, co stanowiło odzwierciedlenie znaczącego postępu technologicznego w ciągu zaledwie kilku lat. Porównując z systemami zasilającymi wcześniejsze misje, osiągnięcie to było imponujące. W tym samym czasie Sharp Corporation z sukcesem zakończyła produkcję seryjną pierwszych użytkowych modułów fotowoltaicznych z ogniw krzemowych. Również w Japonii zainicjowano pionierską instalację fo-

²²⁵ Pełne dane na temat satelity Scientific findings from EXPLORER VI na stronach NASA pod adresem: <https://ntrs.nasa.gov/archive/nasa/casi.ntrs.nasa.gov/19650012364.pdf> [archiwizacja: 31.03.2024].

²²⁶ P. Kwiatkiewicz, *Od odkrycia zjawiska fotowoltaicznego po farmy solarne – zarys dziejów badań teoretycznych nad zjawiskiem fotowoltaicznym oraz jego praktycznym zastosowaniem. Studium historyczne*, [w:] *Energetyka solarne*, P. Kwiatkiewicz (red.), Poznań 2017, s. 28.

towoltaiczną przeznaczoną do zasilania latarni, składającą się z połączonych w szereg paneli o łącznej mocy 242 W.

Inicjatywy związane z eksploracją przestrzeni kosmicznej były siłą napędową postępu technologicznego, wyznaczając kierunki rozwoju i pokonując bariery techniczne. Wyniki oraz tempo zmian w tym obszarze były imponujące. W 1964 roku zainauguowano program Nimbus, w ramach którego wyniesiono na orbitę satelitę meteorologiczną drugiej generacji, wyposażoną w system zdolny do zasilania urządzenia energią elektryczną o mocy 470 W²²⁷. Dwa lata później, w 1966 roku, NASA uruchomiło pierwsze orbitalne obserwatorium astronomiczne, zasilane przez zestaw fotowoltaiczny o mocy kilowata. Jednak to radzieckie osiągnięcia w wykorzystaniu energii słonecznej w przestrzeni kosmicznej zasłużyły na uwagę za pokonanie barier w całkowitym zdaniu się na zasilanie solarne w załogowych misjach kosmicznych. Misja Sojuza 1 w roku 1967 zakończyła się katastrofą, której przyczyny były wielowymiarowe. Awaria jednego z paneli solarnych, uniemożliwiająca jego rozwinięcie, spowodowała redukcję dostępnej energii elektrycznej o połowę²²⁸. Choć awaria miała charakter mechaniczny, funkcjonowanie pozostałego panelu solarne dowodziło skuteczności zastosowanych rozwiązań. Kontynuowane prace nad systemami fotowoltaicznymi potwierdzały ich efektywność i niezawodność.

Kolejne lata nie przynosiły zmiany w poprawie efektywności. Modyfikowano konstrukcje paneli, obniżono ceny ich wytworzenia, zmieniono materiały²²⁹. Wyraźnie w kierunku adaptacji do potrzeb komercyjnych ewoluowała wiedza i inżynieria z zakresu fotowoltaiki. W latach 70. XX wieku pojawiły się na masową skalę pierwsze drobne urządzenia zasilane z jej wykorzystaniem. Były to zegarki, urządzenia biurowe etc. Powoli zdobywały sobie też przestrzeń rozwiązania o znacząco bardziej utylitar-

²²⁷ Pełne dane na temat satelity Nimbus 1 na stronach NASA pod adresem NSSDCA/COSPAR ID: 1964-052A, <https://nssdc.gsfc.nasa.gov/nmc/spacecraftDisplay.do?id=1964-052A> [archiwizacja: 07.04.2024].

²²⁸ П. Каманин Скрытый космос. 1964–1967, гг., т. 2, Москва 1997. Wersja elektroniczna: http://militera.lib.ru/db/kamanin_np/67.html [archiwizacja: 03.04.2024].

²²⁹ Sięgnięto m.in. po konstrukcje oparte na bazie polikrystalicznych warstw diselenku miedziowindowego (CuInSe₂).

nym dla społeczeństwa charakterze jak latarnie, komunikatory, zasilanie obiektów lokowanych z dala od sieci etc. Dopiero w 1992 roku podniesiono wydajność paneli do 15%, czyli o kolejny procent w stosunku do wspomnianych 14% uzyskiwanych w 1963 roku²³⁰.

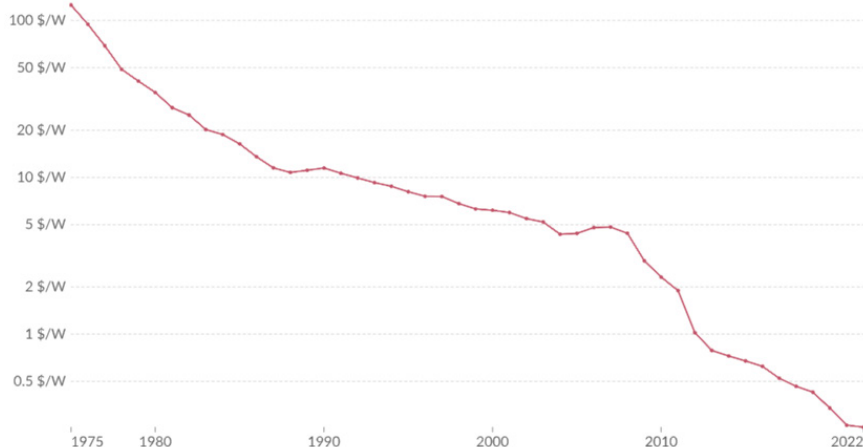
Kluczowym wyzwaniem dla szerszego wdrożenia technologii fotowoltaicznej były kwestie ekonomiczne, szczególnie w obszarach już zelektryfikowanych, takich jak zurbanizowane regiony z dobrze rozwiniętą infrastrukturą. W takich lokalizacjach, gdzie zapotrzebowanie na energię było największe, wysokie koszty instalacji w porównaniu z tradycyjnym zaopatrzeniem energetycznym ograniczały zainteresowanie tą technologią. Innowacyjny charakter paneli oraz ograniczona i kosztowna oferta serwisowa dodatkowo wpływały na percepcję tej technologii jako rozwiązania niszowego.

Pomimo systematycznego spadku cen produkcji ogniw fotowoltaicznych i rosnącego zainteresowania, do początku lat dwutysięcznych koszty te wciąż były zbyt wysokie, aby technologia ta stała się atrakcyjna dla szerokiego grona odbiorców indywidualnych. Fotowoltaika, postrzegana jako towar luksusowy, znajdowała nabywców głównie wśród osób uznających za priorytet ochronę środowiska i działania na rzecz łagodzenia zmian klimatycznych.

Promowana jako alternatywa dla paliw kopalnych i ich negatywnego wpływu na klimat, zyskiwała na znaczeniu w świetle międzynarodowych porozumień nakładających na państwa zobowiązania do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Rozwój fotowoltaiki był wspierany przez programy finansowe, zachęcające społeczeństwa do inwestowania w instalacje tego typu. Wśród inicjatyw promujących je jeszcze na początku lat 90. XX wieku wyróżniał się japoński „Program dachowy”, który znalazł później swoje kontynuacje w różnych formach w Stanach Zjednoczonych, Niemczech i innych krajach UE.

Znaczącym czynnikiem stymulującym rozwój technologii fotowoltaicznych w sektorze energetyki cywilnej był obserwowany spadek cen paneli słonecznych. Intensywność tego zjawiska stała się wyjątkowo zauważalna pod koniec pierwszej dekady XXI wieku, co zapoczątkowało trend, który utrzymywał się przez następne dziesięciolecie. W rezultacie

²³⁰ P. Kwiatkiewicz, *Od odkrycia...*, *op.cit.*, s. 29.



Rys. 2.28. Ceny paneli fotowoltaicznych w USD za 1 wat, skorygowane o inflację

Źródło: International Renewable Energy Agency (2023), Nemet (2009), Farmer and Lafond (2016), <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices>.

tego procesu, koszt zakupu i instalacji paneli fotowoltaicznych zmniejszył się z poziomu 5 USD za wat mocy zainstalowanej do zaledwie 0,25 USD w 2022 roku i finalnie do 0,05 u schyłku 2023 roku²³¹.

Drastyczny spadek cen był wynikiem szeregu czynników, w tym postępu technologicznego, skalowania produkcji oraz rosnącej globalnej konkurencji na rynku paneli słonecznych. Postęp w dziedzinie inżynierii materiałowej oraz optymalizacja procesów produkcyjnych umożliwiły produkcję paneli o wyższej sprawności przy niższych kosztach. Jednocześnie globalne inwestycje w badania i rozwój w dziedzinie technologii fotowoltaicznych przyczyniły się do odkrycia nowych materiałów i technik produkcji, co dodatkowo obniżyło bariery wejścia na rynek dla nowych podmiotów, intensyfikując konkurencję.

Znaczące zmniejszenie kosztów paneli fotowoltaicznych miało bezpośredni wpływ na ekonomię projektów związanych z energetyką słoneczną, czyniąc je bardziej atrakcyjnymi dla inwestorów i użytkowników końcowych. Zwiększyło to popyt na fotowoltaikę w sektorze energetyki

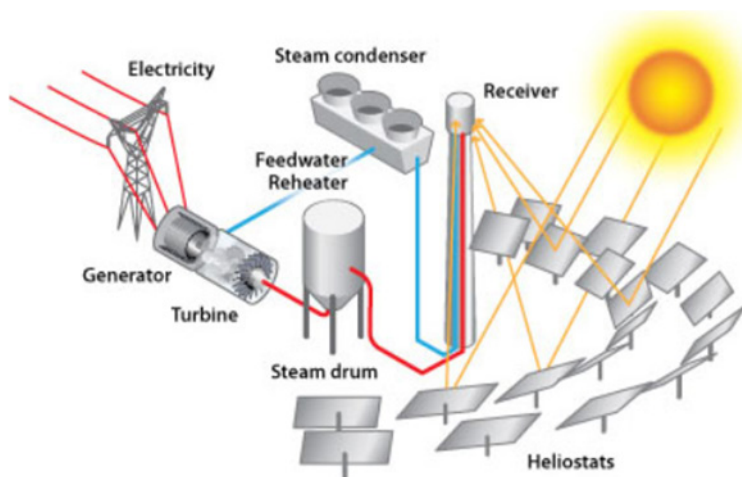
²³¹ Solar cell prices plunge to all-time low, <https://www.pv-magazine.com/2023/11/03/solar-cell-prices-plunge-to-all-time-low/>

cywilnej, promując jednocześnie szybszą adaptację i integrację tych technologii w systemach energetycznych na całym świecie. Dodatkowo, obniżenie kosztów inicjalnych uczyniło tę technologię jedną z najbardziej kosztowo efektywnych źródeł odnawialnej energii, otwierając drogę do jej szerszego wykorzystania w ramach globalnych strategii zmierzających do dekarbonizacji sektora energetycznego i realizacji celów klimatycznych.

Podsumowując, spadek cen paneli fotowoltaicznych w ciągu ostatnich dwóch dekad miał fundamentalne znaczenie dla dynamiki rozwoju technologii fotowoltaicznych w energetyce cywilnej, przyczyniając się do wzrostu ich atrakcyjności inwestycyjnej, popularyzacji wśród odbiorców końcowych oraz, w szerszej perspektywie, do przyspieszenia globalnej transformacji energetycznej w kierunku zrównoważonych i niskoemisyjnych źródeł energii.

2.2.2.2. Solarna energetyka ciepła

Energetyka słoneczna nie ogranicza się bynajmniej do fotowoltaiki, choć ta pozostaje wiodącą i najszybciej rozwijającą się jej gałęzią. Poza nią obejmuje ona również inne technologie wykorzystujące energię pochodzącą z najbliższej nam gwiazdy, co ukazuje jej wielowymiarowy charakter i potencjał.



Rys. 2.29. Schemat działania elektrowni koncentracyjnej (wieżowej)

Źródło: EIA, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=530>.

Jednym z przykładów jest termalna energia słoneczna, która polega na wykorzystaniu ciepła do ogrzewania wody lub powietrza w celach użytkowych, takich jak ogrzewanie budynków czy produkcja ciepłej wody użytkowej. Potocznie znana również jako solar termalny, może być stosowana zarówno w skali indywidualnej, w gospodarstwach domowych, jak i w większych instalacjach przemysłowych lub miejskich sieciach ciepłowniczych.

Innym zaawansowanym rozwiązaniem w tym obszarze są systemy termodynamiczne, zwane również solarnymi elektrowniami koncentracyjnymi (CSP – Concentrated Solar Power).

Technologie te wykorzystują zjawisko koncentracji promieni słonecznych za pomocą lusterek lub soczewek na centralnie umieszczony odbiornik ciepła, zazwyczaj zlokalizowany na szczycie wieży. Generowana w ten sposób energia wykorzystywana jest do wytwarzania pary wodnej, która następnie jest przekształcana w energię elektryczną za pośrednictwem tradycyjnych turbin parowych lub silników Stirlinga. CSP oferują



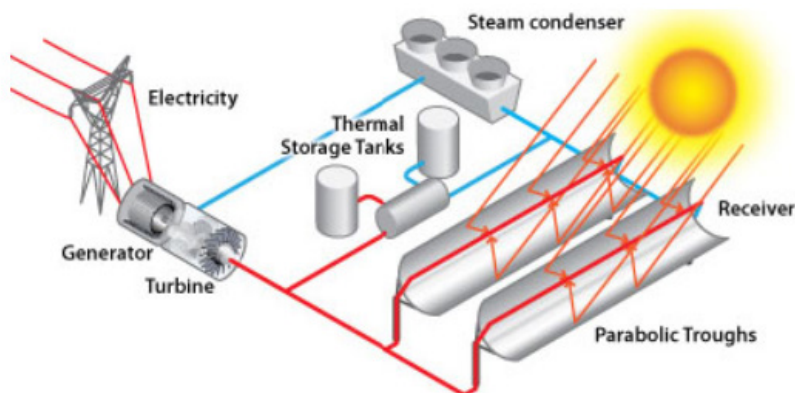
Rys. 2.30. Solarna elektrownia koncentracyjna wieżowa w Dubaju

Źródło: Solarbe Global, <https://www.solarbeglobal.com/revenue-of-concentrated-solar-power-market-estimated-at-us-69-7-bn-by-2031/>.

możliwość magazynowania energii w formie ciepła, co umożliwia wytwarzanie energii elektrycznej nawet po zachodzie słońca.

Co do zasady, funkcjonowanie CSP nie różni się od siebie. Ich działanie oparte jest o nakreślony już wcześniej schemat: podgrzany przez płaskie zwierciadła kierowane heliostatami płyn w odbiorniku jest wykorzystywany do generowania pary, która zasila turbinę i generator w celu wytworzenia energii elektrycznej. Niektóre z instalacji wykorzystują wodę/parę jako płyn przenoszący ciepło. Pojedyncze obiekty tego typu mogą mieć wielkość do 200 MW. Niekiedy lokowane są jeden obok drugiego, tworząc potężne kompleksy energetyczne²³².

Niemniej jego adaptacja do warunków terenowych prowadzi do obecności kilku typów tego rodzaju rozwiązań. Jednym z nich są systemy koncentratorów liniowych. Zgodnie z obowiązującym schematem przechwytywana przez lustra energia słoneczna odbija się i skupia światło na położone wzdłuż rury odbiorniki. Umieszczony w nich płyn jest podgrzewany, a następnie wykorzystywany do wytwarzania pary, która obraca turbinę generującą energię elektryczną. Alternatywnie, para może być generowana bezpośrednio w polu słonecznym, eliminując potrzebę sto-



Rys. 2.31. Schemat liniowej solarnej elektrowni koncentracyjnej

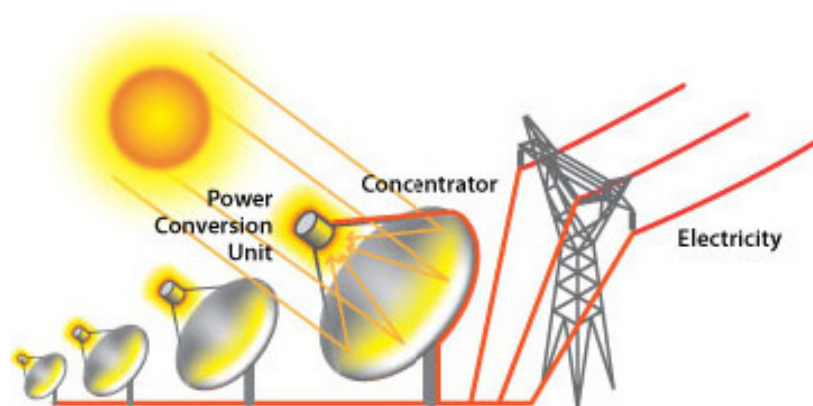
Źródło: EIA.

²³² World's largest concentrated solar power (CSP) plant delivers electricity to California, <https://www.evwind.es/2014/02/15/worlds-largest-concentrated-solar-power-csp-plant-delivers-electricity-to-california/43231>

sowania kosztownych wymienników ciepła. Współcześnie pojedyncze systemy tego typu mogą generować około 80 megawatów energii elektrycznej²³³.

Ich użyteczność znajduje zastosowanie przy projektach lokowanych w korzystnych uwarunkowaniach solarnych zbliżonych bądź takich samych, jakie wymagane są dla wieżowej elektrowni koncentracyjnej, wtedy kiedy do dyspozycji inwestora pozostaje znacznie mniejsza powierzchnia do zagospodarowania bądź obiekt z założenia przewidziany jest jako źródło wytwórcze o mocy nieprzekraczającej kilkudziesięciu megawat. W poczet ich wad zaliczyć należałoby: mniejszą w porównaniu z systemami z lustrami płaskimi i heliostatami koncentrację promieni słonecznych, co wpływa na wydajność systemu oraz niższą elastyczność w zakresie skalowania, co może utrudnić dostosowanie instalacji do zmieniających się potrzeb.

CSP liniowy można potraktować jako modyfikację rozwiązania pierwotnego wynikającego z ograniczeń nakładów finansowych czy też potrzeb w zakresie wielkości produkcji. Wariacją czy precyzyjniej uproszczonym do minimum modelem elektrowni tego typu pozostają systemy talerzowo-silnikowe. Wykorzystują one paraboliczne talerze luster do



Rys. 2.32. Elektrownia solarna koncentryczna w systemie talerzowo-silnikowym

Źródło: EIA.

²³³ Concentrating solar power technologies offer utility-scale power production, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=530>

kierowania i koncentrowania światła słonecznego na centralnym silniku, który wytwarza energię elektryczną. Rozwiązanie to pozwala na produkcję stosunkowo niewielkich ilości energii elektrycznej w porównaniu do innych technologii CSP – zazwyczaj w zakresie od 3 do 25 kilowatów.

Z założenia pomyślane jako zespół urządzeń zintegrowanych i tworzących jedno źródło zasilania sieci elektroenergetycznej w praktyce znajdujące też zastosowanie w pozakomercyjnych przedsięwzięciach jako sposób zasilania off-gridowego czy też systemu prosumenckiego. Są one obecnie najbardziej wydajnym systemem solarnym. Ich efektywność energetyczna w zakresie produkcji energii elektrycznej oscyluje na poziomie do 31,4%²³⁴.

W kontekście analizy metod zwiększania efektywności technologii energetycznych opartych na wykorzystaniu energii słonecznej istotne jest uwypuklenie roli heliostatów. Urządzenia te, będące zaawansowanymi systemami odbijających luster, desygnowane są do precyzyjnego śledzenia pozycji Słońca na niebie i kierowania promieni słonecznych na wybrany punkt – np. na odbiornik ciepła w systemach CSP lub na powierzchnię paneli fotowoltaicznych. Precyzja, z jaką heliostaty kierują światło słoneczne, pozwala na osiągnięcie bardzo wysokich temperatur, znacznie przekraczających te możliwe do uzyskania w tradycyjnych systemach solarnych, co przekłada się na wyższą sprawność całego procesu przekształcania energii słonecznej w elektryczność.

Użycie ich w tych technologiach umożliwia maksymalizację absorpcji energii słonecznej, co znacząco wpływa na wzrost efektywności energetycznej całego systemu.

Podobnie, w przypadku fotowoltaiki, zastosowanie heliostatów pozwala na lepsze wykorzystanie powierzchni aktywnych paneli przez maksymalizację ekspozycji na promieniowanie słoneczne przez cały dzień. Dzięki temu nawet panele o ograniczonej powierzchni absorbującej mogą generować więcej energii, co jest szczególnie istotne w lokalizacjach o ograniczonej przestrzeni instalacyjnej.

Oprócz bezpośredniego wpływu na efektywność produkcji energii, heliostaty oferują również możliwość lepszego zarządzania termicznego w systemach solarnych, co ma kluczowe znaczenie w kontekście utrzy-

²³⁴ Dish Engine, <https://www.energy.gov/eere/solar/dish-engine>

mania optymalnych warunków pracy oraz przedłużania żywotności komponentów. Dzięki zdolności do precyzyjnego kierowania promieniowaniem możliwe jest zminimalizowanie ryzyka przegrzewania się elementów systemu, co jest istotnym aspektem w kontekście zapewnienia jego trwałości i niezawodności.

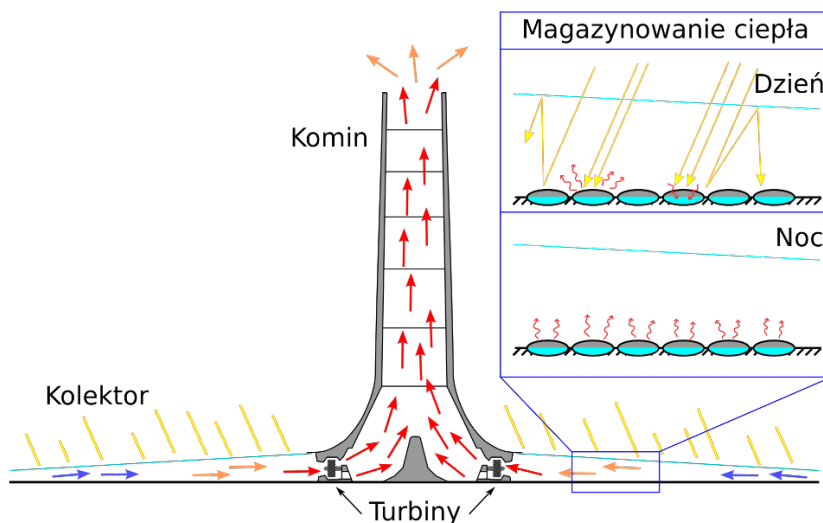
Nie do końca zrozumiałe jest podejście do heliostatów w Europie, gdzie koncepcja zrównoważonego rozwoju gospodarczego zdaje się niepodzielnie tryumfować w polityce Wspólnoty oraz poszczególnych państw członkowskich. Zawarte w niej wysiłki na rzecz poprawy efektywności energetycznej, przywrócenie bądź poprawa użyteczności istniejących rozwiązań mogą uchodzić za atrybut użyteczności tych urządzeń. W przeciwieństwie do nowych mocy wytwórczych opartych na technologiach OZE, w tym fotowoltaice, nie są one dotowane. Nie wspiera się ich finansowo, pomimo całej swej prostoty i zalet związanych z ich zastosowaniem. Zainteresowania nimi idą w stronę złożonych i technologicznie zaawansowanych systemów, w których urządzenia te odgrywają kluczową rolę. Subwencionowane są poszukiwania naukowe w tych obszarach²³⁵, stawiając na coraz bardziej złożone, a przez to i kosztowne heliostaty²³⁶. Niewątpliwie są to instalacje przyszłości, ale z dużą dozą prawdopodobieństwa długo tam jeszcze pozostaną. Wynika to z istniejącego podejścia do najprostszych, niekierowanych ruchem słońca urządzeń. Tanie w produkcji, niewymagające znaczących nakładów inwestycyjnych, lecz wydajnie podnoszące efektywność każdego pracującego układu fotowoltaicznego, nie cieszą się większym zainteresowaniem na Starym Kontynencie. W przeciwieństwie do Australii czy Stanów Zjednoczonych, gdzie przez wzgląd na swą prostotę i łatwość użycia są one niezwykle popularne. W większości państw unijnych, w tym również w Polsce, brak regulacji prawnych w tej kwestii. Nie ma przepisów dotyczących zanieczyszczeń światłem odbitym etc., co w rzeczywistości stawia barierę w produkcji

²³⁵ Modular high concentration solar configuration, Horizon2020, MOSAIC Identyfikator umowy o grant: 727402, <https://cordis.europa.eu/article/id/421789-a-mosaic-of-shiny-hollow-spheres-works-its-magic-on-sunlight/pl> [dostęp: 11.09.2024].

²³⁶ K. Rashid, S.M. Safdarnejad, K. Ellingwood, K.M. Powell, *Techno-economic evaluation of different hybridization schemes for a solar thermal/gas power plant*, "Energy" 2019, Vol. 181, s. 91–106.

na skalę przemysłową i popularyzacji prostych zwierciadeł wspomagających pracę instalacji fotowoltaicznych. Poprawiających ich efektywności poza godzinami najintensywniejszej radiacji, tak istotnych w kontekście funkcjonowania dynamicznych tariff za energię elektryczną.

Do tej gamy rozwiązań właściwych dla energetyki solarnej co CSP dołączają wieże słoneczne (Solar Updraft Towers – SUT), będące konceptem wykorzystania niskotemperaturowego ciepła słonecznego do generowania energii elektrycznej. Ciepło słoneczne nagrzewa powietrze pod szerokim, szklarniowym dachem, co prowadzi do powstania wznoszącego prądu powietrza w wysokiej wieży kominowej, napędzając turbiny wiatrowe do produkcji energii²³⁷.



Rys. 2.33. Wieża solarna

Źródło: Na podstawie J. Schlaich, W. Schiel, Solar Chimneys, [w:] *Encyclopedia of Physical Science and Technology*, R.A. Meyers (red.), London 2001, <http://www.solar-millennium.de/pdf/SolarCh.pdf>.

Również interesującym i rozwojowym zagadnieniem są perforowane elewacje budynków, które, wykorzystując cyrkulację powietrza ogrzewa-

²³⁷ Pełnoskalowe jednostki praktyczne nie są jeszcze operacyjne, prototypy i planowane większe modele demonstracyjne obiecują znaczącą produkcję energii, otwierając nowe możliwości dla rolnictwa, hortykultury czy odsalania wody.

nego przez słońce, mogą przyczynić się do naturalnej regulacji temperatury wewnątrz budynków, zmniejszając tym samym zapotrzebowanie na energię do klimatyzacji i ogrzewania.

Ponadto, rozwijane są innowacyjne podejścia, takie jak fotowoltaika barwnikowa i ogniwa słoneczne oparte na perowskitach, które mogą oferować wyższe efektywności lub niższe koszty produkcji w porównaniu z tradycyjnymi ogniwami krzemowymi. Te nowe technologie poszerzają spektrum możliwości wykorzystania energii słonecznej, otwierając drogę do jej bardziej efektywnej i zróżnicowanej adaptacji.

Szerokie spektrum aplikacji, jakie oferuje energetyka solarna, często napotyka na znaczące wyzwania administracyjne. Analogicznie do wielu technologii o kluczowym znaczeniu dla infrastruktury państwowej, innowacje wykorzystujące OZE na wstępnym etapie rozwoju wymagają specjalnej ochrony oraz wsparcia. Mimo to wpływ grup interesu, które dominują w procesie podejmowania decyzji politycznych dotyczących sektora energetycznego w Polsce i poza jej granicami, rzadko okazuje się wystarczająco silny, aby przeforsować wdrożenie tych rozwiązań jako standardowych praktyk. Brak wystarczającej protekcji na etapie implementacji poszczególnych inicjatyw często hamuje ich potencjał do osiągnięcia powszechnego zastosowania. Wynika to z absencji fachowców branżowych w gremiach rozstrzygających o kierunkach jej rozwoju. Podkreśla to brak zrozumienia tego środowiska w Polsce dla znaczenia energetyki dla przyszłości państwa, a zarazem eksponuje potrzebę zwiększenia zaangażowania politycznego i administracyjnego w działania z nią związane.

2.2.3. Energetyka wiatrowa

Energetyka wiatrowa, podobnie jak wcześniej omawiana energetyka solarna są tymi spośród OZE, których dzieje wykorzystania sięgają czasów prehistorycznych. Archaiczne łodzie wyposażone w żagle pozwalały na szybsze i efektywniejsze przemieszczanie się po wodach niż czółna czy łodzie wiosłowe. Wykorzystanie wiatru jako siły napędowej pozwalało ludziom na eksplorację nowych terenów, rybołówstwo na otwartych wodach czy handel z ludźmi z dalszych obszarów.

Najwcześniejsze udokumentowane źródła²³⁸ dotyczące stosowania łodzi żaglowych pochodzą jeszcze z predynastycznego Egiptu i datowane są na XXXII wiek p.n.e.²³⁹. Znacznie bardziej zaawansowane technicznie konstrukcje wykorzystujące siłę wiatru wspomniano w babilońskim Kodeksie Hammurabiego, datowanym na XVIII wiek p.n.e., gdzie przedstawiane są one jako narzędzia służące do odwadniania terenów i irygacji pól uprawnych²⁴⁰. Najstarsze znane projekty wiatraków, charakteryzujące się pionową osią obrotu, zostały opisane przez Herona z Aleksandrii w I wieku n.e.²⁴¹.

W czasach średniowiecznych upowszechniły się konstrukcje wynalezione około 700–900 roku n.e. w Persji²⁴². Były to wiatraki, charakteryzujące się pionowymi, lekkimi, drewnianymi żaglami przymocowanymi za pomocą poziomych belek do centralnej osi. Początkowo zbudowane do pompowania wody, zostały później zmodyfikowane również do mielenia ziarna²⁴³. Pierwsza tego typu konstrukcja na ziemiach polskich wzmiankowana jest w Kobylinie²⁴⁴.

Wykorzystanie siły wiatru do produkcji energii elektrycznej zainicjowane zostało w końcu XIX wieku. Służące temu urządzenia pojawiały się niemal równocześnie w odległych od siebie zakątkach Ziemi. Za

²³⁸ Rysunki naskalne.

²³⁹ J. Coleman Darnell, *The Wadi of the Horus Qa-a: A Tableau of Royal Ritual Power in the Theban Western Desert*, http://www.yale.edu/egyptology/ae_alamat_wadi_horus.htm [dostęp: 11.09.2024].

²⁴⁰ M. Sathyajith, *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*, Berlin–Heidelberg 2006, s. 2–3.

²⁴¹ A.G. Drachmann, *Heron's Windmill*, „Centaurus” 1961, 7, s. 145–151.

²⁴² W. Shepherd, *Electricity Generation Using Wind Power*, Singapore 2011, s. 4.

²⁴³ Wykonane były z sześciu do dwunastu żagli pokrytych matami trzciniowymi lub materiałem. Wiatraki te były wykorzystywane do mielenia ziarna lub czerpania wody. Technologia ta była używana w Persji i na Bliskim Wschodzie już za panowania kalifa Rashiduna Umara ibn al-Chattaba (634–644). Perski geograf Estakhri donosił o działających wiatrakach w Chorasanie (wschodni Iran i zachodni Afganistan) już w IX wieku. Takie wiatraki były powszechnie używane na Bliskim Wschodzie i w Azji Centralnej, a później rozprzestrzeniły się na Europę, Chiny i Indie. Do XI wieku wiatrak z pionową osią dotarł do części południowej Europy,

²⁴⁴ Wiatraki, kuźnie, młyny, <https://regionwielkopolska.pl/kultura-ludowa/budownictwo-wiejskie/wiatraki-kuźnie-młyny/> [dostęp: 11.09.2024].

pioniera uznaje się szkockiego profesora Jamesa Blytha, który w 1887 roku zbudował w Marykirk pierwszą na świecie wiatrownicę energetyczną. Dziesięciometrowa konstrukcja, umieszczona na terenie jego wiejskiej rezydencji, służyła do ładowania akumulatorów, zapewniając tym samym elektryczne oświetlenie domu²⁴⁵. Znana jako „młyn” Blytha miała średnicę 9 metrów. Blyth zaproponował mieszkańcom Marykirk wykorzystanie nadwyżek elektryczności z jego „młyna” do oświetlenia głównej ulicy, jednak spotkał się z odmową, gdyż mieszkańcy uznali elektryczność za „dzieło diabła”. W późniejszym czasie Blyth skonstruował wiatrową turbinę, mającą służyć jako źródło zasilania awaryjnego dla lokalnego szpitala, domu dla psychicznie chorych i przychodni. Jednak technologia ta nie została uznana za ekonomicznie opłacalną i następna wiatroelektrownia w Wielkiej Brytanii powstała dopiero w 1951 roku.

Pierwsza automatycznie sterowana instalacja wiatrowa była dziełem Amerykanina Charlesa Brusha. Powstała w Cleveland w stanie Ohio w 1888 roku i miała rotor o średnicy 17 metrów. Składała się z osiemnastometrowej wieży z rotorem o średnicy 17 metrów, złożonym z 144 drewnianych łopat. Miała moc 12 kW energii elektrycznej, służyła wierne od 1886 do 1900 roku, aż do momentu, gdy w Cleveland zbudowano elektrownię ciepłą²⁴⁶.

Dwa lata później, w 1890 roku, zbudowano w Danii pierwszą wiatroelektrownię. Do 1908 roku liczba takich urządzeń wzrosła do 72, z mocą od 5 do 25 kW. Największe z nich miały wieżę o wysokości 24 metrów i czterołopatowe rotory o średnicy 23 metrów.

W połowie lat 20. XX wieku Centralny Instytut Aerohydrodynamiczny (ЦАГИ) pracował nad rozwojem wiatroelektrycznych stacji energetycznych i wiatraków dla potrzeb rolnictwa. Konstrukcja „chłopskiego wiatraka” mogła być wykonana na miejscu z dostępnych materiałów, oferując moc od 3 do 45 kW. Taka instalacja była w stanie oświetlić 150–200 gospodarstw lub napędzać młyn. Aby zapewnić ciągłość działania, zastosowano hydrauliczny akumulator. W 1931 roku w Kursku zbudowano wiatroelektrownię Ufimcewa, pierwszą na świecie elektrownię wiatro-

²⁴⁵ Był to pierwszy dom na świecie zasilany energią wiatru.

²⁴⁶ А. Понятов, *Вступив в эпоху электричества*, „Наука и жизнь” 2020, № 1, s. 16.

wą z akumulatorem inercyjnym, która jest w Rosji obiektem dziedzictwa kulturowego o znaczeniu federalnym. W tym samym roku w Bałakławie uruchomiono elektrownię wiatrową o mocy 100 kilowatów, wówczas najpotężniejszą na świecie, która została zniszczona w 1941 roku podczas walk II wojny światowej²⁴⁷.

W XX wieku równolegle rozwijały się małe stacje wiatrowe przeznaczone dla gospodarstw rolnych lub domów mieszkalnych. Od 1932 roku wiele odizolowanych posesji w Australii zasilalo swoje oświetlenie i wentylatory elektryczne za pomocą akumulatorów, ładowanych przez generator wiatrowy „Freelite”, który wytwarzał 100 watów mocy elektrycznej już przy prędkości wiatru wynoszącej 10 mil na godzinę (około 16 km/h)²⁴⁸.

Prekursorka współczesnych wiatroelektrowni z poziomą osią miała moc 100 kW i została zbudowana w 1931 roku w Jalcie, a wysokość jej wieży wynosiła 30 metrów. Do 1941 roku pojedyncza moc wiatroelektrowni osiągnęła 1,25 MW²⁴⁹.

Od lat 40. do 70. XX wieku energetyka wiatrowa doświadczała okresu zastoju, spowodowanego intensywnym rozwojem sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, oferujących niezależne od warunków pogodowych zaopatrzenie w energię za umiarkowaną cenę. Niemniej państwa takie jak Francja i Wielka Brytania, aż do około roku 1965, angażowały znaczące środki finansowe w badania nad energią wiatrową. Dzięki postępowi w dziedzinie aerodynamiki, osiągniętemu przede wszystkim w lotnictwie w latach 50. i 60. XX wieku, możliwe stało się projektowanie turbin o wysokich współczynnikach nośności, przekraczających wartość 50, co pozwoliło na stworzenie bardzo szybkoobrotowych turbin z pojedynczą łopatką. Turbiny wyposażone w więcej niż dwie uznawano za przestarzałe. Pomimo niskich cen energii, poza kilkoma prototypami, nieliczne były przypadki budowy nowych instalacji.

Odrodzenie zainteresowania wykorzystaniem energii wiatrowej nastąpiło w latach 70. XX wieku, głównie jako odpowiedź na dyskusję do-

²⁴⁷ А. Соловьёв, Кирилл Дегтярёв. *Ветреная ветряная энергетика*, „Наука и жизнь” 2013, № 7, s. 42.

²⁴⁸ Freelite, The Longreach Leader. Vol. 11, no. 561. Queensland, Australia. 16 December 1933. s. 5. Retrieved 26 March 2023 – via National Library of Australia, <https://trove.nla.gov.au/newspaper/article/37240794> [dostęp: 11.09.2024].

²⁴⁹ *Ibidem*.

tyczącą ochrony środowiska, energii oraz na skutek dwóch kryzysów naftowych. Te ostatnie ujawniły zależność wielu państw tzw. Zachodu od importu ropy z Bliskiego Wschodu i skłoniły do poszukiwania alternatyw dla zmniejszenia tej zależności.

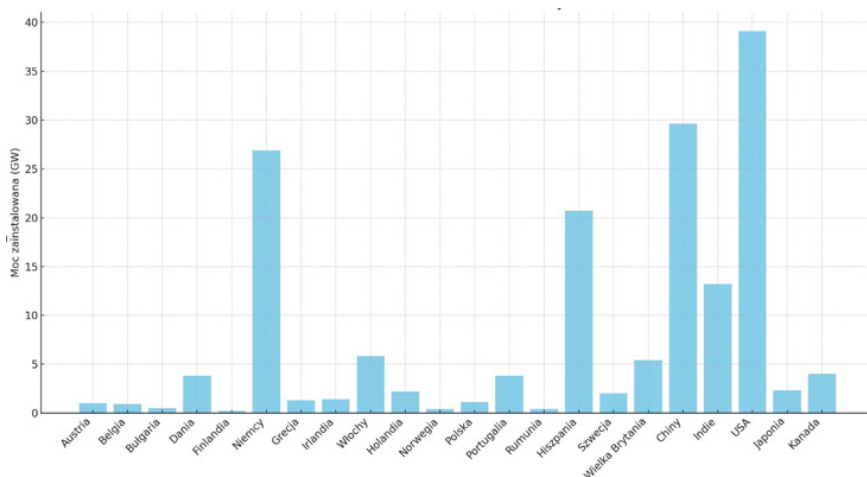
W połowie tej dekady w Danii rozpoczęto testy prekursorów współczesnych generatorów wiatrowych, spośród których ostatecznie największą popularność zyskały turbiny z poziomą osią obrotu. W Niemczech i Stanach Zjednoczonych początkowe skupienie się na zaawansowanych projektach przemysłowych, jak dwułopatowa turbina GROWIAN, napotkało na techniczne trudności i nie przyniosło spodziewanych efektów. Z kolei w Danii, gdzie istniała nie tylko wiedza o budowie małych instalacji, ale i odpowiednia grupa odbiorców, przyjęło się podejście oparte na dużej liczbie trwałych instalacji o niewielkiej mocy, często produkowanych przez małe przedsiębiorstwa i hobbystów, wykorzystujących do tego proste środki²⁵⁰.

Katastrofa elektrowni jądrowej w Czarnobylu w kwietniu 1986 roku stała się kolejnym bodźcem stymulującym zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii. Kalifornia zainicjowała jedną z pierwszych programów stymulacji energetyki wiatrowej, wprowadzając ulgi podatkowe dla producentów energii wiatrowej²⁵¹.

Począwszy od lat 90. XX wieku, w Stanach Zjednoczonych na poziomie federalnym i stanowym wprowadzono dodatkowe bodźce finansowe oraz wymogi dotyczące wykorzystania źródeł energii odnawialnej, co stymulowało rozwój energetyki wiatrowej. Podobne działania podjęto także w innych państwach. W Europie inicjatywy te padły na najpodatniejszy

²⁵⁰ Instalacje wyeksportowane w latach 80. do Stanów Zjednoczonych miały trzy sztywne łopaty rotora (bez możliwości regulacji kąta natarcia) oraz były połączone z siecią bezpośrednio za pomocą maszyny asynchronicznej pracującej na jednej lub dwóch ustalonych prędkościach obrotowych. Moc była ograniczana przez świadome wywołanie oderwania przepływu powietrza. Prototypem tego skutecznego modelu była turbina wiatrowa Gedser, zaprojektowana przez Johanna Juula i uruchomiona w 1957 roku. Funkcjonowała do czasowego zamknięcia w 1966 roku i została ponownie włączona do użytku w 1977 roku na kilka lat, jako część wspólnego programu badawczego duńskich naukowców i NASA.

²⁵¹ Wind explained History of wind power, <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/history-of-wind-power.php> [dostęp: 11.09.2024].



Rys. 2.34. Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w 2010 roku (w GW)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review 2021, s. 61.

grunt w Niemczech oraz Hiszpanii, które najdynamiczniej rozwijały branżę. Moc zainstalowana w przypadku pierwszego z wymienionych państw wyniosła 26,9 GW, natomiast drugiego – 20,7 GW.

Ich potencjał produkcyjny przekraczał łączne możliwości wszystkich pozostałych członków UE. Poza Starym Kontynentem na rozwój energetyki wiatrowej postawiły Stany Zjednoczone, stając się światowym jej liderem – 39,1 GW, a za nimi ChRL – 29,6 GW. Biorąc pod uwagę potencjał gospodarczy, geograficzny i demograficzny, niekwestionowana palma pierwszeństwa przypadła wspomnianym Niemcom oraz Hiszpanii. Były one rzeczywistymi prekursorami rozwoju tej gałęzi energetyki.

Państwa te dały początek inicjatywom związanym z rozbudową mocy wytwórczych i infrastruktury krytycznej wykorzystywanej w energetyce wiatrowej. Coraz częściej rządy poszczególnych państw podjęły wyzwania związane z finansowaniem badań i rozwoju nowych technologii, które pozwalałyby na obniżenie kosztów budowy turbin wiatrowych, a zarazem oferowały ulgi podatkowe i zachęty inwestycyjne dla projektów z nią związanych. Dodatkowo, zaczęto ustanawiać minimalne wymagania dotyczące wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a sprzedawcy energii elektrycznej oraz dostawcy usług zaczęli być zmu-

szani do oferowania swoim klientom energii wytwarzanej z wiatru oraz innych źródeł odnawialnych. Oczywiście nie tylko polityczne wsparcie i regulacje przyczyniły się do progresu w obszarze wykorzystania tego źródła zasilania. Istotne znaczenie w kontekście poszukiwań czynników, które przyczyniły się do popularyzacji branży, miał zachodzący w niej postęp techniczny. W kontekście ewolucji technologii wiatrowej kluczowe znaczenie miały innowacje wprowadzone w projektowaniu turbin, wybo-rze materiałów i systemach sterowania. Ulepszenia te miały bezpośredni wpływ na efektywność konwersji energii wiatrowej na energię elektryczną oraz na żywotność infrastruktury. W szczególności, zaawansowane algo-rytmy sterowania i optymalizacja aerodynamiczna łopat turbin umożli-wiły lepsze dostosowanie się do zmiennych warunków wiatrowych, co z kolei przełożyło się na wyższe wskaźniki wykorzystania dostępnej mocy wiatrowej. Ponadto, zastosowanie nowych, bardziej wytrzymałych ma-teriałów zmniejszyło zużycie i potrzebę częstych przeglądów, co bezpo-srednio wpłynęło na obniżenie kosztów eksploatacyjnych i zwiększenie całkowitego okresu użytkowania turbin.

W obszarze technologicznym odrębne wyzwanie stanowiła skalowal-ność turbin, czyli tendencja do projektowania i wdrażania modeli o co-raz większej mocy nominalnej. Była ona kolejnym istotnym czynnikiem wpływającym na ekonomię energetyki wiatrowej. Wielkoskalowe urzą-dzenia, charakteryzujące się większą wysokością i dłuższymi łopatami, były w stanie efektywniej wykorzystać energię wiatru, ponieważ działa-ły w strefach o wyższych prędkościach wiatru. To z kolei prowadziło do zwiększenia produkcji energii i redukcji kosztu jednostkowego wypro-dukowanej energii (LCOE – Levelized Cost of Energy). Jednakże, roz-wój takich turbin wiązał się z wyzwaniami inżynierskimi, takimi jak potrzeba optymalizacji konstrukcji pod kątem wytrzymałości na obciąż-enia dynamiczne oraz zarządzania wpływem na lokalne środowisko i społeczności²⁵².

²⁵² W konsekwencji, synergia pomiędzy innowacjami technologicznymi a skalowal-nością turbin wiatrowych stanowiła kluczowy element w dążeniu do zwiększenia opłacalności inwestycji w energetykę wiatrową. Poprzez ciągły postęp w dzie-dzinie badań i rozwoju, sektor energetyki wiatrowej był w stanie przyczynić się do zrównoważonej transformacji energetycznej, oferując rozwiązania zdolne do konkurencji zarówno pod względem ekonomicznym, jak i środowiskowym.

Problem akceptacji wśród mieszkańców stanowił jedną z najpoważniejszych barier inwestycyjnych. Przykładem niechęci do tego typu rozwiązań była tzw. ustawa odległościowa w Polsce²⁵³. Zakładała ona brak możliwości stawiania nowych elektrowni w pobliżu domostw. Wymagała zachowania dystansu odpowiadającego dziesięciokrotnej całkowitej wysokości wieży wraz z wirnikiem i łopatom²⁵⁴. W przypadku uwzględnienia urządzeń w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego nie mogła być ona mniejsza niż 700 metrów²⁵⁵. Podobne obostrzenia dotyczyły także obecności turbin wiatrowych w pobliżu lasów i terenów przyrodniczych o szczególnym znaczeniu²⁵⁶.

Wprowadzenie tak drastycznych regulacji było spowodowane lękami żywionymi przez lokalne społeczności. Wśród najczęściej eksponowanych obaw były:

- Wpływ na zdrowie ludzkie: Jedną z głównych obaw społeczności lokalnych w Polsce jest potencjalny negatywny wpływ elektrowni wiatrowych na zdrowie człowieka. Wskazuje się tu m.in. na tzw. zespół wiatrakowy (ang. wind turbine syndrome), obejmujący szereg dolegliwości, takich jak bóle głowy, zaburzenia snu, czy stres związany z ciągłym narażeniem na hałas generowany przez pracujące turbiny wiatrowe.
- Zanieczyszczenie akustyczne: Elektrownie wiatrowe generują odgłosy, które mogą być postrzegane jako uciążliwe przez ludzi mieszkających w ich bliskim sąsiedztwie. Obawy dotyczą nie tylko poziomu decybeli, ale również charakterystyki dźwięku, którego odbiór może być różny w zależności od indywidualnych predyspozycji słuchowych.
- Wpływ na krajobraz: Turbiny wiatrowe, ze względu na swoje rozmiary, mają istotny wpływ na krajobraz. Opinie, zgodnie z którymi bliskość dużych instalacji wiatrowych negatywnie wpływa na

²⁵³ Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. 2016 poz. 961).

²⁵⁴ *Ibidem*, art. 4, pkt. 1.

²⁵⁵ *Ibidem*.

²⁵⁶ *Ibidem*, art. 4c, pkt. 2.

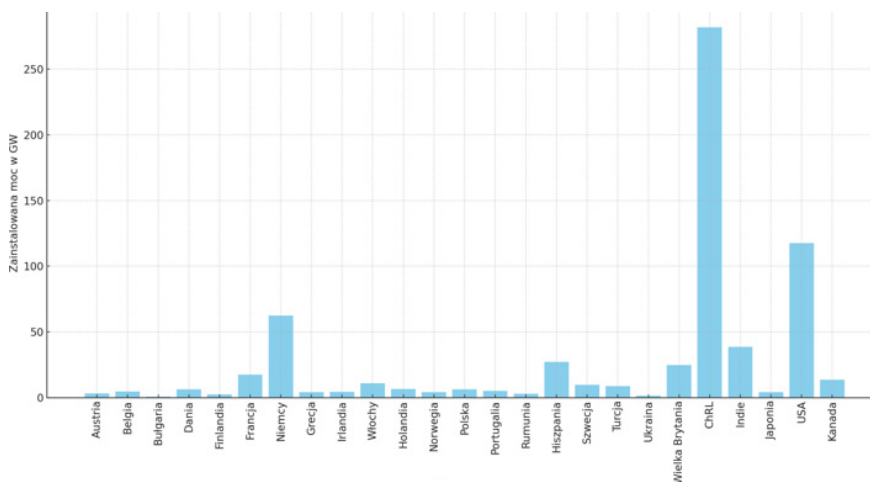
estetykę krajobrazu, a co za tym idzie – na wartość nieruchomości i atrakcyjność turystyczną regionu, nie były rzadkością.

- Zagrożenie dla ptaków i nietoperzy: Zgodnie z tym poglądem turbiny wiatrowe mogą stanowić zagrożenie dla ptaków i nietoperzy, szczególnie w przypadku umieszczania elektrowni na szlakach migracyjnych tych zwierząt. Obawy te dotyczą potencjalnego wpływu na bioróżnorodność i ekosystemy lokalne.

Sceptycyzm i lęki, które doprowadziły w Polsce do przyjęcia wspomnianej regulacji prawnej, nie były odosobnione. Polska i jej obywatele nie stanowili wyjątku. Podobne wątpliwości dały o sobie znać wszędzie tam, gdzie w sąsiedztwie ludzkich osiedli powstawały elektrownie wiatrowe. Różnice pokładały się w skali i intensywności oporu.

Prawdopodobnie osłabiły one dynamikę rozwoju energetyki wiatrowej. Niemniej była ona i tak imponująca. Odnotowano ją praktycznie wszędzie.

Statystycznie rozwój energetyki wiatrowej był największy w tych państwach, które na początku drugiej dekady XXI wieku nie miały powodów do dumy. Dysponowały niewielką, czasem wręcz zupełnie symboliczną mocą zainstalowaną. Przykładem odzwierciedlającym ten stan rzeczy jest Ukraina. Jej potencjał w 2010 roku sięgał zaledwie 100 MW. Po

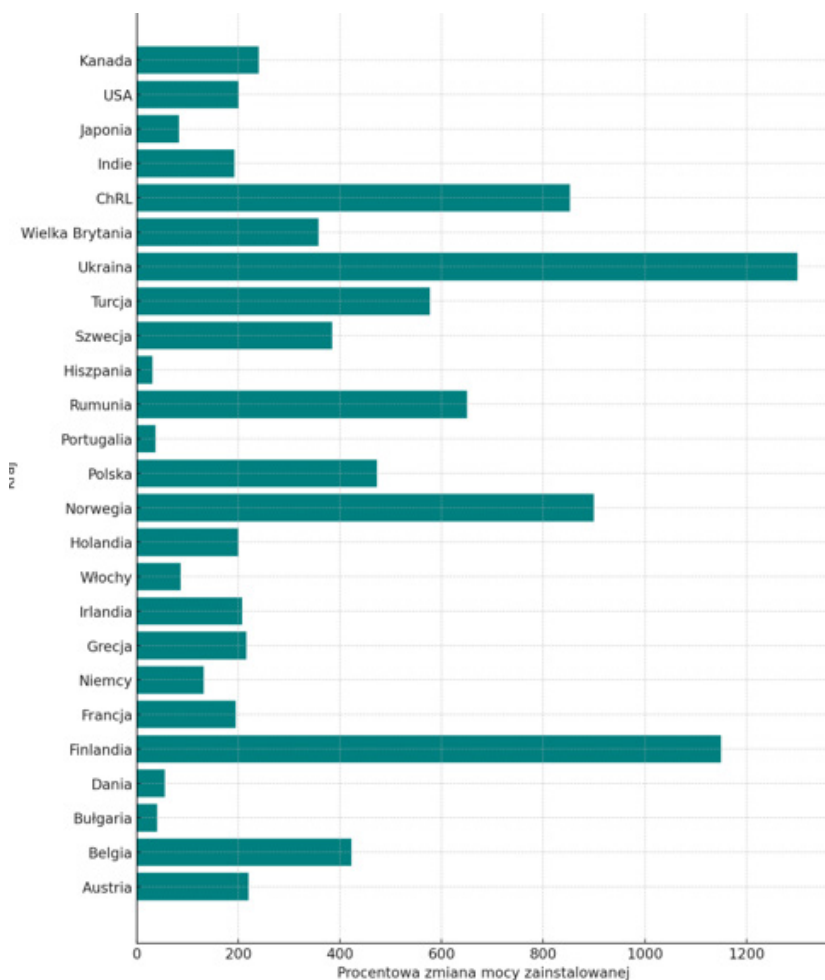


Rys. 2.35. Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w 2020 roku wg państw (w GW)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP.

10 latach przekraczał 1 GW. Nominalnie był to nieznaczący progres, który niewiele zmieniał nawet w strukturze produkcji energii elektrycznej w tym państwie. W istocie stanowił jednak symbol globalnego wymiaru zachodzących zmian.

Zestawiając moce zainstalowane w 2010 i 2020 roku, progres w wielu przypadkach sięga kilkuset procent i nie dotyczy państw, które stawiały pierwsze kroki w rozwoju tej gałęzi energetyki. Doskonałym przykładem

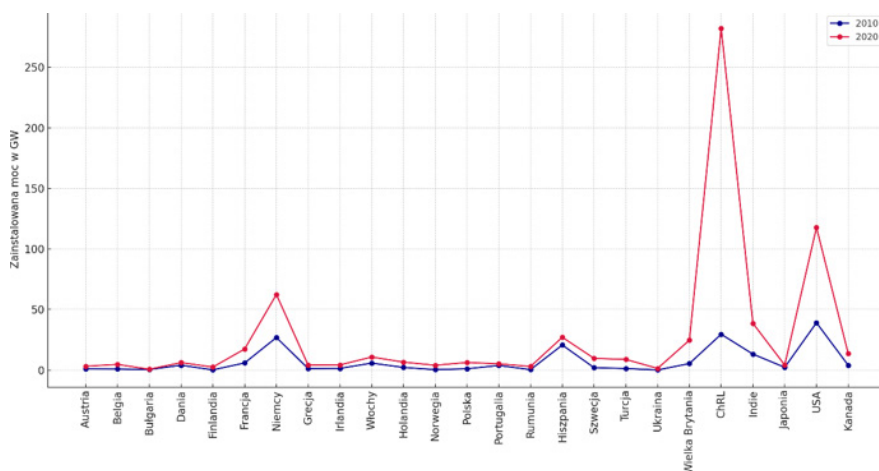


Rys. 2.36. Procentowa zmiana mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w latach 2010–2020 wg państw

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review 2021.

jest tu ChRL, która zrealizowała rzeczywistą politykę „wielkiego skoku” w tym obszarze. Na progu trzeciej dekady XXI wieku posiadała ona 282 GW. Cała Europa mogła w tym momencie poszczycić się potencjałem 216,6 GW.

Dystans, o jaki Chiny wyprzedziły przodujące jeszcze przed dekadą Stany Zjednoczone, jest prawdziwie imponujący. Wynosił on aż 164 GW, chociaż USA też poczyniły znaczący postęp. Powiększyły swoje możliwości produkcyjne o 78,6 GW, czyli więcej niż cała zainstalowana moc, jaką w 2020 roku posiadały w tym obszarze Niemcy, będące liderem tej gałęzi w Europie.



Rys. 2.37. Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w latach 2010–2020

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych BP.

Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej nie uległa osłabieniu. W końcu 2022 roku ChRL mogła poszczycić się 365,9 GW, zwiększając dystans dzielący ją od Stanów Zjednoczonych, które do tego czasu powiększyły swój potencjał do 140 GW²⁵⁷. Co interesujące i warte podkreślenia, nie licząc Państwa Środka, awangardą tempa inwestycji w energetykę wiatrową stały się państwa skandynawskie. Za przykład posłużyć mogą Finlandia i Norwegia. Pierwsza z wymienio-

²⁵⁷ Statistical Review of World Energy 2023 – Wind – Installed wind turbine capacity, s. 49.

nych może poszczycić się najwyższym wskaźnikiem wzrostu r/r, który od 2012 roku niezmiennie znacząco przekracza 35% rocznie, a w latach 2020–2022 moc wykorzystywanych turbin wiatrowych podwoiła się. Przypadek drugiej może uchodzić za swoisty *signum temporis* pierwszej dekady XXI wieku. Gros inwestycji poczynił tu narodowy koncern Equinor – firma, która jeszcze w przededniu obecnej dekady była koncernem energetycznym o profilu wyraźnie ukształtowanym na eksploatację złóż paliw kopalnych; która cały swój kapitał zgromadziła, wydobywając surowce węglowodorowe, początkowo w bliskim sąsiedztwie Półwyspu Skandynawskiego, a następnie lokując swe interesy na całym świecie. Prowadząc szeroko zakrojoną działalność od upstreamu po downstream związaną z ropą naftową, jej produktami i gazem ziemnym w ponad 40 państwach na świecie, z wolna stał się jednym z największych potentatów branżowych sektora oli&gas.

Bogactwo, jakie Equinor zgromadził, pochodziło, jak już wspomniano, z pozyskania, przeróbki i wprowadzeniu do obrotu paliw pochodzenia kopalnego. Na każdym etapie swych działań pozostawał on w kontrze do środowiska przyrodniczego. Straty, jakie poniósł z tytułu swojej działalności, są nie do powetowania. Świadomość tego stanu rzeczy legła u podstaw rebrandingu²⁵⁸. Koncern odciął się od przeszłości i zdefiniował w swej strategii rozwojowej przyszłość z energetyką odnawialną²⁵⁹. Za kluczowy jej element uznał właśnie energetykę wiatrową. W efekcie w ciągu zaledwie kilku lat Norwegia za sprawą swej spółki narodowej z wielokrotniła moce wytwórcze z nią związane. W 2018 roku, gdy Statoil kończył swój byt, Norwegia dysponowała potencjałem 1,7 GW, dwa lata później był on już ponad dwukrotnie wyższy i sięgał 4 GW, a do końca 2022 roku podniósł się o kolejny 1,3 GW²⁶⁰.

Niesłabnące zainteresowanie i rosnąca niezmiennie w siłę popularność w trzeciej dekadzie XXI wieku tej energetyki znajduje swoje uzasadnie-

²⁵⁸ E.C. Рычина, А.Е. Ужанов, *Place and role of rebranding in increasing market capitalization of modern energy companies*, Надежность и безопасность энергетики, <https://www.sigma08.ru/jour/article/view/769> [dostęp: 11.09.2024].

²⁵⁹ E.C. Vanvik, *The paradoxes in corporate sustainability communication—a critical, “Strategic Communication – Contemporary Perspectives”* 2024, s. 164–167.

²⁶⁰ Statistical Review of World Energy 2023 – Wind – Installed wind turbine capacity, s. 49.

nie w spadku kosztów produkcji, instalacji i utrzymania turbin wiatrowych, czyniąc z energetyki wiatrowej jedno z najbardziej efektywnych inwestycyjnie źródeł odnawialnej energii.

Rosnąca popularność to także rezultat licznych kampanii promujących energetykę wiatrową. Realizowane zazwyczaj w ramach pakietu działań edukacyjnych, mających na celu neutralizację wcześniej przytaczanych negatywnych opinii na temat elektrowni tego typu w kontekście ich wpływu na ludzi i zwierzęta, te kampanie przełamują nieufność i sceptycyzm wobec obecności właściwej infrastruktury energetycznej w przestrzeni przyrodniczej. Szczególnie istotne jest znaczenie przekonania aktywistów proekologicznych, którzy często stanowią naturalnych sojuszników w promocji energii odnawialnej. Jednak w przypadku energetyki wiatrowej ten stosunek nie jest już tak jednoznaczny. O ile na forum powszechnym ideę produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem ruchu powietrza popiera przytłaczająca większość tak sprofilowanych organizacji i ugrupowań politycznych, o tyle w wymiarze lokalnym, właściwym dla poszczególnych rozwiązań, sprzeciwy i protesty są na porządku dziennym. To właśnie w ostatniej z wymienionych płaszczyzn ich zaangażowanie ma największe znaczenie. Bliskości i znajomości miejscowych realiów oraz środowiska przypisuje się największy wpływ na pozytywną percepcję społeczną elektrowni wiatrowych i akceptację ich budowy i eksploatacji.

Podstawową zaletą pozostaje tu przewidywalność produkcji, szczególnie w przypadku offshorowych energii, co jest atrakcyjne dla inwestorów szukających długoterminowych i stabilnych zwrotów z inwestycji.

Farmy na szelfie morskim są rozwiązaniami wymagającymi zdecydowanie największego zaangażowania kapitałowego. Dotyczy to tak strony technicznej związanej z samym urządzeniem, jego konstrukcją, ulokowaniem go i przygotowaniem do pracy oraz infrastruktury sieciowej umożliwiającej przesył energii elektrycznej, jak i działań prawno-administracyjnych w postaci wszelkich pozwoleń urzędowych – od rejestracji związanych z nawigacją i żegluga po zgody środowiskowe. Ich uzyskanie jest pracochłonne i czasochłonne oraz niezwykle kosztowne, co wyklucza z udziału w tego typu przedsięwzięciach małe i średnie firmy branżowe. Tak zwany offshor wiatrowy pozostaje wyłączną domeną największych graczy na krajowych i międzynarodowych rynkach. Jest też zdecydowa-

nie preferowany przez instytucję państwa i powiązane z nią podmioty gospodarcze. Właściwość ta ma wymiar globalny, a różnice sprowadzają się wyłącznie do intensywności, z jaką występuje.

Stawiane w bliskim sąsiedztwie lądu elektrownie tego typu należą do najbardziej efektywnych mocy wytwórczych i cechuje je niezwykle niski koszt produkcji w przeliczeniu na każdą wygenerowaną kWh. Wznoszone w sąsiedztwie lądu na morzu terytorialnym pozostają pod ścisłym nadzorem państwa i jego służb. Jest to obszar nadgraniczny i tak jest przez nie traktowany. Stąd też dostęp do niego jest utrudniony przez instytucje i urzędy stojące na straży jego bezpieczeństwa. Jest to jedna z tych barier, które prowadzą do nadmienionej dominacji firm wspieranych przez państwo. Doskonałym przykładem odzwierciedlającym tę sytuację jest Polska. Gros inwestycji na szelfie bałtyckim realizowanych jest przez spółki kontrolowane przez Skarb Państwa, czy też pozostające z nimi w partnerstwie biznesowym. PKN Orlen czy też PGE uzyskały bezproblemowo wszystkie niezbędne koncesje. Mogły również liczyć na uprzywilejowaną pozycję w bankach. Dysponowały nieformalnymi prerogatywami w postaci daleko idącej przychylności instytucji państwa i ich organów – apanażem niedostępnym samodzielnym i niezależnym od niego przedsiębiorstwom. Regułę tę w całej rozciągłości potwierdza przypadek Polenergii, spółki reprezentującej jeden z największych kapitałów prywatnych w Europie Środkowo-Wschodniej, która jednocześnie realizuje swoje bałtyckie przedsięwzięcie z Equinorem. Obecność tego ostatniego może być postrzegana jako swoiste wsparcie ekonomiczno-techniczne, jak i jako asysta polityczna. Szczególnie istotną rolę w kontekście międzynarodowym i pozycji w działaniach na rzecz poprawy bezpieczeństwa energetycznego związanego z dostawami gazu ziemnego do Polski odgrywa Norwegia wraz ze swym narodowym koncernem energetycznym.

Uwarunkowania ekonomiczno-polityczne dotyczące rozwiązań offshorowych w Polsce zostały wydatnie sprofilowane. W praktyce nie ma w nich miejsca na przypadkowy, funkcjonujący niezależnie podmiot, niepowiązany z państwem i nieposiadający znaczącego zaplecza finansowego. Również w przypadku lądowych elektrowni wiatrowych konkurencja między inwestycjami spółek z udziałem Skarbu Państwa a niezależnymi od niego przedsiębiorcami nazbyt często oddala się od

równoprawnego traktowania podmiotów na rynku. Nagminnym przypadkiem staje się w okoliczności wystąpienia nadpodaży wyłączenie z sieci elektroenergetycznej możliwości dostaw elektrownią należącą do samodzielnych producentów, czyli niepowiązanych z państwem, korzystających z tego samego co koegzystujące z nimi w tym samym GPZ niesamodzielne firmy branżowe²⁶¹.

Nie zawsze uczciwa w kontekście dostępu do rynku odbiorców rywalizacja w branży energetyki wiatrowej może uchodzić za dowód intratności przedsięwzięć z nią związanych. Jest to jeden z tych czynników, które skutecznie podnoszą jej popularność. Wielkość i skala inwestycji pozwoliły zaangażować kapitał służący działaniom promocyjnym i edukacyjnym. Pozwoliły na lepsze zrozumienie korzyści płynących z energetyki wiatrowej, takich jak redukcja zanieczyszczenia i tworzenie nowych miejsc pracy, zwiększyły społeczną akceptację dla tego typu projektów.

W Polsce rezerwę, z jaką mieszkańcy okolic farm wiatrowych odnosili się do inwestycji, producenci starali się przełamać bodźcami finansowymi²⁶². Powstały liczne projekty regulacji prawnych, zgodnie z którymi osoby, których domostwa leżały w sąsiedztwie farm, miały mieć z tego tytułu profity w postaci zwolnień z części opłaty mocowej czy OZE²⁶³. Padają sugestie nawet takie, by ci w odległości mniejszej niż pięciokrotność wysokości elektrowni mieli pokrywane w całości wydatki na energię elektryczną, natomiast tym, których nieruchomości znajdowała się od pięciokrotności do dziesięciokrotności tego dystansu, kompensowano je w połowie. W większości, nawet jeśli były bardziej zachowawcze, to niemal każdorazowo dopłaty do energii elektrycznej z tytułu uciążliwego sąsiedztwa zdejmowały z niego to odium²⁶⁴.

²⁶¹ Stan taki rodzi sprzeciw i przyczynia się do współdziałania niezależnych producentów.

²⁶² Dopłaty do rachunków za prąd dla sąsiadujących z wiatrakami, <https://www.agropolska.pl/zielona-energia/energia-wiatrowa/doplaty-do-rachunkow-za-prad-dla-sasiadujacych-z-wiatrakami,55.html>

²⁶³ Wiatrak pod domem? Zapłacisz o połowę mniej za prąd, <https://wysokienapiecie.pl/83210-wiatrak-pod-domem/>

²⁶⁴ PSEW: dopłaty do rachunków za prąd dla mieszkających przy farmach wiatrowych, <https://www.bankier.pl/wiadomosc/PSEW-doplaty-do-rachunkow-za-prad-dla-mieszkajacych-przy-farmach-wiatrowych-3518073.html>

Neutralizacja czy wręcz pozyskanie przychylności okazało się jednak niewystarczające, by znieść ciążącą inwestorom tzw. ustawę odległościową. Na jej liberalizację zdecydowano się dopiero po latach. Podjęto ją w roku wyborczym, co nie było dziełem przypadku, biorąc pod uwagę deklarowane profity dla administracyjnych jednostek terytorialnych i ich społeczności. Odtąd decydujący się na stawianie nowych obiektów tego typu zmuszony był do oddawania co najmniej 10% mocy zainstalowanej w elektrowni wiatrowej mieszkańcom gminy, którzy wykorzystują energię elektryczną jako prosument wirtualny. Każdy z nich był uprawniony, by nabyć udziały o łącznej mocy nieprzekraczającej 2 kW oraz pobierać energię elektryczną w cenie ustalonej na podstawie maksymalnych kosztów budowy z kosztorysu przedsięwzięcia²⁶⁵.

Analizując rozwój energetyki wiatrowej w ostatniej dekadzie, wyraźnie widoczna jest kontynuacja procesu zainicjowanego przed laty. Z roku na rok przybywa mocy zainstalowanej w tej gałęzi OZE. Jak wspomniano, źródłami progresu są nowe technologie i coraz wyższa stopa zwrotu z inwestycji, wynikająca m.in. z podnoszenia efektywności energetycznej urządzeń, a co za tym idzie – z coraz niższych kosztów uzyskania przykładowej kilowatogodziny.

Dotychczasowe bariery w postaci konkurencji z konwencjonalnymi metodami wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem paliw kopalnych, a także niezadowolenia lokalnych społeczności związanych z lokowaniem w sąsiedztwie ich zabudowań stopniowo tracą na znaczeniu lub, jak w ostatnim przypadku, są skutecznie neutralizowane za sprawą kampanii informacyjno-oświatowych i wygasają samoistnie.

Kierunek rozwoju i przyszłość zawodowej energetyki wiatrowej przesłania narastający konflikt między wysiłkami na rzecz włączenia jej w centralny system poprzez ogromne inwestycje, za którymi stoją największe koncerny i instytucje państwa, a rozproszeniem go w postaci prosumenckich rozwiązań w prodemokratycznym antymonopolowym duchu.

Na obrzeżach wspomnianej koncepcji rozwoju energetyki znajdują się przydomowe mikroinstalacje o ograniczonej mocy. Mimo pozostawiania

²⁶⁵ Ustawa wiatrakowa z 2023 r. przyjęta przez Sejm, <https://mgs-law.eu/ustawa-wiatrakowa-2023-r-przyjeta-przez-sejm/>

poza masową produkcją energii zawodowej, te instalacje, paradoksalnie, kryją w sobie potencjał przekształcenia się w istotne składniki zabezpieczenia energetycznego w przyszłości. Istniejące od lat status quo staje się wyzwaniem dla ich rozwoju, jednakże ominięcie tego problemu może przyczynić się do ich dalszego rozkwitu.

Główną przeszkodą na drodze do uzyskania takiego stanu są ograniczenia technologiczne oraz brak przychylnych przepisów administracyjnych sprzyjających rozwojowi tego typu mikroinstalacji. Pierwsza z okoliczności wynika z konieczności wprowadzania rozwiązań pozwalających na rozruch urządzenia przy możliwie najmniejszej sile oddziaływania zewnętrznego i utrzymywania produkcji przy możliwie wysokiej. Wymagania te łączą się z koniecznością wykorzystania w urządzeniach domowych wyższej jakości materiałów i podzespołów, co z kolei nie pozostaje bez wpływu na koszt ich wykonania i cenę końcową. Studiując oferty producentów, tak w Polsce, jak i poza nią, ceny przydomowych turbin są zdecydowanie mało konkurencyjne w zestawieniu z fotowoltaiką²⁶⁶.

Stosunek ceny do mocy mieści się w przedziale od 1:2 do 1:4 na rzecz pierwszej z wymienionych, co oznacza ponoszenie od dwóch do czterech razy wyższych nakładów na każdy kW zainstalowanej mocy niż w przypadku ostatniej z wymienionych. Przy efektywności półtorakrotnie wyższej w warunkach właściwych dla Polski i państw o podobnym stopniu nasłonecznienia, instalacje te stają się konkurencyjne wobec fotowoltaiki jedynie na obszarach położonych na znacznie wyższej szerokości geograficznej na półkuli północnej (niższej na południowej) lub w miejscach o klimacie ograniczającym wielkość radiacji słonecznej. Innym czynnikiem, który należy uwzględnić przy porównywaniu cen, jest znacznie wyższa awaryjność i bardziej wymagający serwis techniczny mikroinstalacji w porównaniu do fotowoltaiki.

Dodatkowo, poważną barierą w Polsce jest znacząca inercja w działaniach legislacyjnych i wprowadzaniu regulacji, które umożliwią integrację tych rozwiązań z istniejącym systemem energetycznym. Pomimo tych wyzwań, zrównoważony rozwój przydomowych mikroinstalacji może

²⁶⁶ Elektrownia wiatrowa, cena w 2024 roku, <https://sunsol.pl/turbiny-wiatrowe/elektrownia-wiatrowa-cena-w-2024-roku/>

przyczynić się do zwiększenia niezależności energetycznej i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, co stanowi kluczowe cele w kontekście globalnej polityki energetycznej.

Państwo polskie przez lata ignorowało kwestię istnienia przydomowych elektrowni wiatrowych. Poza regulacjami wewnętrznymi operatorów energetycznych nie podejmowano problemu. Rozproszenie i niewielka siła przebicia producentów urządzeń, nazbyt egalitarny przez wzgląd na ich cenę charakter tego typu rozwiązań kierowały je w niebyt. Wiążący się z nim potencjał mocy do rozbudowy zdawał się raczej przeszkodą niż orężem w upowszechnianiu technologii. Spółki energetyczne z dużą dozą sceptycyzmu podchodziły do samego zagadnienia zresztą tak jak i do całego obszaru mikroinstalacji, postrzegając go jako zagrożenie dla własnej egzystencji i źródło destabilizacji systemu elektroenergetycznego. Międzynarodowe porozumienia klimatyczne i konieczność ograniczenia emisji niewiele w tej kwestii zmieniły. Sektorowe spółki Skarbu Państwa czyniły wszelkie możliwe starania, by własnymi siłami przejść przez transformację. Dopiero brak perspektyw na terminowe wywiązanie się z zobowiązań przywróciło do łask rozwiązanie prosumenckie. W tej samej puli rozwiązań znalazły się fotowoltaiki i właśnie przydomowe elektrownie wiatrowe, stając na straconej pozycji w stosunku do pierwszych ze względu na wskazane różnice w cenie i dodatkowo w przeciwieństwie do nich brak wsparcia finansowego. Od 2024 roku stan ten uległ nieznacznej korekcie. Stosunek rządu można było określić terminem życzliwie neutralny. Po konsultacjach społecznych przyjęto program Moja elektrownia domowa²⁶⁷, który deklaruje wsparcie dla tego typu instalacji na poziomie do 50% inwestycji, lecz nie więcej niż 30 000 zł²⁶⁸.

Zachowano jednak bardzo niekorzystne formy rozliczeń typu net – billing²⁶⁹ dla nowo przyłączanych do sieci mikroinstalacji obowiązujące

²⁶⁷ Moja Elektrownia Wiatrowa, <https://www.gov.pl/web/funduszmodernizacyjny/moja-elektrownia-wiatrowa> [dostęp: 11.09.2024].

²⁶⁸ Moja Elektrownia Wiatrowa 2024, <https://mojaelektrowniawiatrowa.pro/> [dostęp: 11.09.2024].

²⁶⁹ Net-billing – system rozliczeń w praktyce, <https://www.gov.pl/web/klimat/net-billing> [dostęp: 11.09.2024].

od kwietnia 2022 roku²⁷⁰, co w znaczącym stopniu niweluje wszelkie korzyści dla przyszłych użytkowników przydomowych wiatrowych turbin z tytułu dotacji. Wprowadzenie taryf dynamicznych może być postrzegane jako furtka poprawy rentowności dla tego typu inwestycji.

2.2.4. Hydroenergetyka

Podobnie jak w przypadku energetyki wiatrowej woda i jej ruch od starożytności stanowiły źródło zasilania urządzeń inżynierskich. Stosowano ją do mielenia mąki czy rozwiązań hydrotechnicznych związanych z irygacją czy melioracją. Mechanizm ten opierał się na zasadzie obracania koła wodnego przez przepływ wody, co umożliwiało generowanie energii mechanicznej. W średniowieczu rozwój młynów wodnych był kontynuowany, a technologia ta była coraz bardziej wyrafinowana, umożliwiając efektywniejsze wykorzystanie potencjału płynącej wody. Jednakże istniały ograniczenia związane z lokalizacją takich inwestycji, ponieważ musiały być one budowane w miejscach, gdzie występowały odpowiednie warunki hydrotechniczne.

W połowie lat 70. XVIII wieku francuski inżynier Bernard Forest de Bélidor w swoim dziele „Architecture Hydraulique” przedstawił opis maszyn wodnych z pionową i poziomą osią obrotu. W drugiej połowie kolejnego stulecia pojawiły się generatory elektryczne, które mogły działać w połączeniu z napędem wodnym. Do ich rozwoju przyczyniał się postęp rewolucji naukowo-technicznej i związane z nim rosnące zapotrzebowanie na wszelkie źródła zasilania²⁷¹.

W 1878 roku w angielskiej miejscowości Northumberland uruchomiono prawdopodobnie pierwsze urządzenie wytwarzające energię elektryczną z wykorzystaniem hydrodynamiki do celów komercyjnych. Zaprojektował je wynalazca William George Armstrong. Był to zespół przeznaczony do zasilania pojedynczej lampy łukowej w jego galerii obrazów. W 1880 roku w Grand Rapids w stanie Michigan użyto dynama

²⁷⁰ Nowy system rozliczania prosumentów od 1 kwietnia 2022 roku, <https://wysokie-napiecie.pl/42887-nowy-system-rozliczania-prosumentow-od-1-kwietnia-2022-roku/> [dostęp: 11.09.2024].

²⁷¹ http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/hydro_history.html [dostęp: 11.09.2024].

lukowego napędzanej turbiną wodną do oświetlenia teatru i witryn sklepowych; natomiast w 1881 roku dynamo tego samego typu podłączone do turbiny w młynie na mąkę zapewniało oświetlenie uliczne w Niagara Falls w stanie Nowy Jork. Obie te inwestycje korzystały z technologii prądu stałego.

Przełom nastąpił, gdy generator elektryczny został sprzężony z turbiną, co zaowocowało uruchomieniem pierwszej na świecie we współczesnym wymiarze tego terminu elektrowni wodnej znajdującej się w Appleton w stanie Wisconsin. Uruchomiona przez Edisona do oświetlenia, Vulcan Street, rozpoczęła pracę 30 września 1882 roku w Appleton i miała moc około 12,5 kilowatów²⁷². Do końca lat 80. XIX wieku w samych Stanach Zjednoczonych powstało ponad sto tego typu obiektów.

Urządzenia pozwalające na produkcję energii elektrycznej przy wykorzystaniu wody rozpowszechniły się też na Starym Kontynencie. Liczne młyny usytuowane przy ciekach wyposażone zostały w turbiny prądowtwórcze, zyskując dodatkową funkcję i użyteczność²⁷³. Warto podkreślić w tym miejscu logistyczną prawidłowość, jaka dała o sobie znać w końcu XIX i na początku XX wieku. Polegała ona na powiązaniu zakładów energetycznych z sąsiedztwem rzek. Wynikała ona nie tylko z budowy nowych hydroelektrowni. Istotnym elementem samej strategii rozwojowej był z jednej strony dostęp do wody wykorzystywanej w samym procesie wytwarzania energii elektrycznej, a z drugiej lokowanie przy nabrzeżach przedsiębiorstw produkujących z węgla kamiennego gaz miejski. Nierzadko to właśnie w gazowniach tworzone pierwsze na ziemiach polskich elektrownie. Początkowo były to zwykle prywatne przedsiębiorstwa, najczęściej rodzinne. W późniejszym okresie wraz z postępowaniem elektryfikacji wiele z nich, koncentrując się już nie na zaspokojeniu potrzeb określonej fabryki czy kompleksu przemysłowego, lecz zaopatrując mieszkańców, działała jako spółki miejskie²⁷⁴.

²⁷² *Ibidem*.

²⁷³ Za przykład służyć może elektrownia „Struga” w Soszycy (woj. pomorskie) na rzece Słupi, którą można uznać za jeden z najstarszych czynnych jeszcze w Europie obiektów tego typu. Zbudowana w 1896 roku zasilala początkowo należąca do właściciela fabrykę papy i tektury. P. Ostrowski, *Najstarsza elektrownia w Europie*, <http://www.abcwypoczynku.pl/artykuly/tresc/nr/pokaz/siodmy-8/>

²⁷⁴ Pierwszy obiekt tego typu otwarto w Radomiu.

Elektrownie na rzekach tworzone bez uwzględniania planów zagospodarowania poszczególnych rzek, niejednokrotnie utrudniając czy wręcz uniemożliwiając żeglugę, wprowadzały element anarchizujący funkcjonowanie lokalnych społeczności. Proceder ten dawał się we znaki szczególnie w największych państwach. Tam też pojawiły się pierwsze próby regulacji problemu. W 1899 roku w Stanach Zjednoczonych pojawiły się pierwsze koncesje na budowę hydroelektrowni. Wydawano je jednakże na zasadzie, kto pierwszy ten lepszy, co nie przywróciło porządku²⁷⁵.

W 1920 roku około 40% wyprodukowanej w Stanach Zjednoczonych energii elektrycznej pochodziło z hydroelektrowni. Podobnie sytuacja przedstawiała się w innych państwach. Energetyka wodna stawała się podstawowym źródłem zaopatrzenia energetycznego. W początku istnienia Związku Radzieckiego 22 grudnia 1920 roku zatwierdzono jednolity narodowy plan gospodarczy elektryfikacji kraju, zawierał on rozdział „Elektryfikacja i energia wodna”, co w pełni oddawało idee rozwoju.

Powstawały coraz liczniejsze i większe obiekty. Budowa ich zwykle przekraczała możliwości pomniejszych inwestorów. Funkcję tę przejmowali najwięksi potentaci branży lub państwo. Pojawiły się też regulacje prawne dotyczące tego typu obiektów. Przykładem jest wydany przez Kongres Stanów Zjednoczonych Federal Power Act²⁷⁶ czy też wspomniany radziecki plan rozwoju²⁷⁷.

Kolejne dwie dekady XX wieku sprzyjały rozwojowi energetyki wodnej. Powstawały coraz bardziej zaawansowane technicznie elektrownie. Sama myśl przewodnia i koncepcje tradycyjnych hydroelektrowni przepływowych czy też zaporowych oraz szczytowo pompowych sięgają XIX wieku. Niemniej to właśnie budowle wznoszone w latach 20. i 30. ubiegłego stulecia konstrukcyjnie uzyskały stopień zaawansowania technologicznego, który przez kolejne dziesięciolecia aż do początków XXI wieku

²⁷⁵ Ch.K. McFarland, *The Federal Government and Water Power, 1901–1913: A Legislative Study in the Nascence of Regulation*, „Land Economics” Nov. 1966, Vol. 42, No. 4, s. 441–452.

²⁷⁶ Federal Power Act, <https://www.thecre.com/fedlaw/legal12q/fedpowr.htm> [dostęp: 11.09.2024].

²⁷⁷ М. Мастер, *Электроэнергетика. Строители России. XX век*, Moskwa 2003, s. 193.

ulegał jedynie modyfikacjom wynikającym np. ze zmiany parametrów i poprawy jakości materiałów budowlanych, nowych możliwości obliczeniowych i procesów automatyzacji.

2.2.4.1. Elektrownie przepływowe

2.2.4.1.1. Przepływowe rzeczne (ROR)

Elektrownia przepływowa definiowana bywa jako instalacja czerpiąca energię z naturalnego przepływu rzeki, która dysponuje wystarczającymi zasobami wodnymi, aby zaspokoić dobowe lub tygodniowe wahania zapotrzebowania na energię.

Obiekty tego typu osadzone w historycznych źródłach hydroenergetyki stanowią jedno z najpopularniejszych rozwiązań praktykowanych w jej ramach. Są to konstrukcje umieszczone w korycie rzeki, rozciągające się do jej brzegów na stosunkowo niewielkim obszarze w porównaniu do wielkości samej konstrukcji hydraulicznej. Wysokość podnoszenia generowana jest przez zapórę, konstrukcje przelewu oraz budynek stacji, które tworzą barierę dla napierającej wody, umożliwiając jednej ze ścian absorpcję statycznej wysokości podnoszenia wody. Zazwyczaj są to elektrownie wodne o niskim ciśnieniu, jednak w przypadku terenu górskiego mogą również o wysokim.

Typologia elektrowni przepływowych jest bogata. Wyróżnikiem może być moc instalacji, spiętrzenie, okres funkcjonowania etc. Do najczęściej stosowanych należy podział ze względu na typ zbiornika. Kryterium to pozwala wskazać na te, w których jest on tożsamy lub minimalnie większy niż równina zalewowa rzeki lub kanionu (dalej: ROR, od ang. run-of-the-river) oraz drugi typ z rozległym obszarem retencji wynikającym z niskiej, płaskiej topografii terenu w górę rzeki.

Dyferencja ta ma kluczowe znaczenie nie tylko w wymiarze technologicznym, lecz także szeroko rozumianej efektywności instalacji oraz użyteczności. ROR, będące pierwszym z nadmienionych rozwiązań, w istocie charakteryzuje się zazwyczaj brakiem basenu kumulującego wodę, a nawet jeśli występuje, jest, jak wspomniano, nieznacznie wykraczający poza obszar zalewowy danego cieku. W dużym uproszczeniu oznacza to produkcję energii elektrycznej przy wykorzystaniu bieżącego nurtu rzeki, strumienia czy potoku. Jest ona zatem całkowicie zależna od wielkości

i intensywności przepływu w nim. W przypadku braku zostaje wstrzymana i odwrotnie, gdy się zwiększa, rośnie też wykonana praca. Zasada działania sprowadza się do skierowaniu wody do rur prowadzących do turbin, które znajdują się na niższej wysokości zapory²⁷⁸. Instalacje te mogą uchodzić za optymalne rozwiązanie dla strumieni, potoków, które mogą utrzymać minimalny przepływ, lub tych regulowanych przez jezioro lub zbiornik w górze rzeki²⁷⁹.

Konstrukcje ROR mają szczególny wymiar polityczny. Są to zwykle niewielkie obiekty, niegenerujące nakładów związanych z ich powstaniem i amortyzacją. Z tego też powodu ich budowa i utrzymanie pozostaje w zasięgu prywatnych inwestorów i to niekoniecznie tych najzamożniejszych. Pod względem mocy zainstalowanej większość z nich daje się w ramach OZE zakwalifikować w poczet mikroinstalacji czy też małych elektrowni. W Polsce granicą dla pierwszej kategorii jest 50 kW, natomiast drugiej – 500 kW²⁸⁰. Wielkość i status własnościowy wymusza zaliczenie ich do obszaru rozproszonych źródeł wytwórczych pozostających nominalnie poza bezpośrednią kontrolą państwa, a więc i jego systemu elektroenergetycznego. Wzajemne relacje ograniczają się tu do nadzoru ze strony spółek operatorów oraz ewentualnie układu prosumenckiego. W przypadku całorocznych cieków wodnych, specyfika konstrukcji oraz działania ROR umożliwia stabilną produkcję energii elektrycznej, co stanowi atrakcyjną opcję dla dążących do statusu off-gridowego, który staje się coraz bardziej popularny w społeczeństwie. Na tym tle nierzadko dochodzi do konfliktu interesów. Wynika on z odmiennego podejścia do praw i swobód obywatelskich, ma on bardziej

²⁷⁸ D. Borkowski, T. Węgiel, *Analiza sprawności toru przetwarzania energii małej elektrowni wodnej ze zintegrowaną turbiną pracującą przy zmiennej prędkości obrotowej*, „Maszyny Elektryczne: zeszyty problemowe” 2013, s. 21–22.

²⁷⁹ H.M. Raghunath, *Hydrology: principles, analysis, and design*, New Delhi 2009, s. 288.

²⁸⁰ Zgodnie z ustawowym brzmieniem mikroinstalacja to instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, natomiast mała instalacja to odnawialne źródło energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i mniejszej niż 500 kW. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – art. 2 pkt. 19 (Dz. U. 2015 poz. 478).

wymiar ideologiczny niż ekonomiczny. Wagi tego ostatniego nie należy jednakże bagatelizować.

Przybliżenie właściwości ROR wymaga też podniesienia kwestii związanych z ekologią i ochroną środowiska. Pozbawione magazynu wody w postaci zbiornika są jeśli nie całkowicie neutralne dla otoczenia przyrodniczego to ich oddziaływanie można tu określić mianem nieznacznego. Sprowadza się ono w przeważającej mierze do zagrożeń, jakie tworzą dla fauny żyjącej w ciekach. Środkiem zaradczym na niebezpieczeństwo, jakie stanowi ich obecność dla wszelkich stworzeń wodnych, są przepławki, które wykorzystują jednakże tylko ryby. W kontekście biologicznym kluczowe znaczenie ma tu zachowanie ciągłości rzeki czy potoku i nieprzerywanie go urządzeniem technicznym²⁸¹.

W przypadku instalacji ROR na terenach zalewowych kontekst wpływu na środowisko nieznacznie się zmienia. W pewnym uproszczeniu skale oddziaływania można proporcjonalnie odnieść do rozmiarów wynikającego z obecności obiektu rozlewiska. Generowany przezeń zbiornik jest elementem ingerencji w otoczenie przyrodnicze. Co ważne i warte podkreślenia wpływ z tytułu istnienia takiego akwenu można określić mianem minimalnego w zestawieniu z każdym typem ciśnieniowych obiektów na rzekach.

Biorąc pod uwagę niewielką powierzchnię zbiorników i ograniczenia w zakresie dopuszczalnych zmian poziomu wody w górnym biegu danego cieku, takie systemy nawet nie mogą regulować przepływu, a co najwyżej jedynie minimalnie wygładzać powodzie poprzez codzienną regulację przepływu.

Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej klasyfikuje elektrownie wodne jako przepływowe te, które są w stanie zgromadzić wystarczającą ilość wody do produkcji energii przez maksymalnie 24 godziny (pojemność zbiornika / moc wytwórcza \leq 24 godziny), oraz tzw. instalacje regulacyjne, które mogą gromadzić wodę na dłuższy okres produkcji energii, przekraczający 24 godziny, bez konieczności stosowania pomp²⁸².

²⁸¹ M. Mokwa, *Przepławki dla ryb na stopniach regulacyjnych potoków górskich*, „Infrastruktura i Ekologia Terenów Wiejskich” 2007, nr 4/2, s. 280–281.

²⁸² Hydropower modelling – New database complementing PECD, <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2019/Hydro->

Biorąc pod uwagę wpływ na środowisko naturalne, obiekty te uszeregować można następująco:

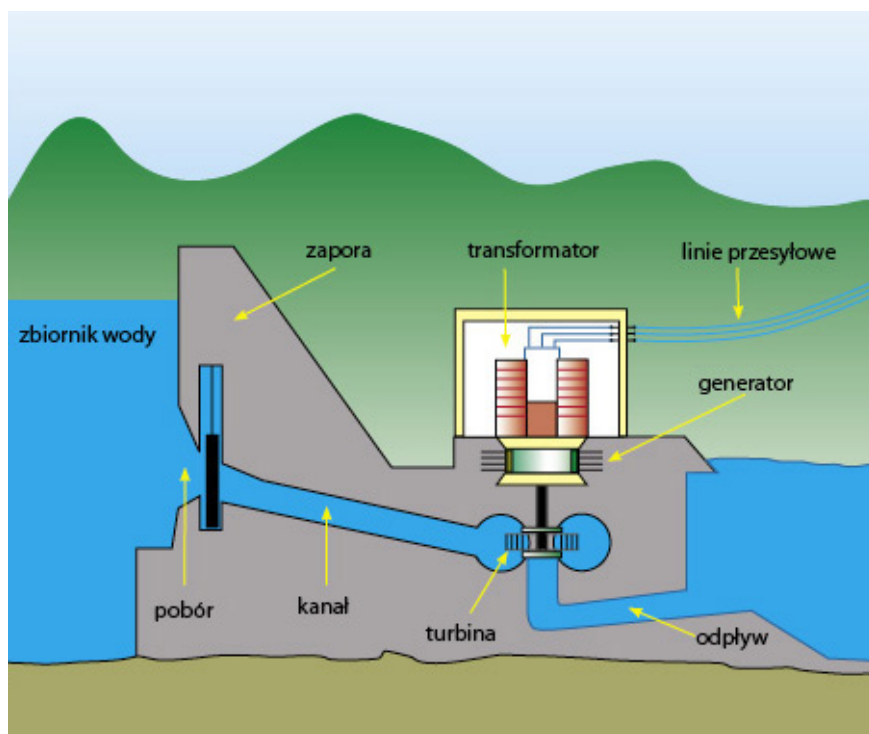
- ROR nieregulujący przepływu i wykorzystujący naturalny bieg rzeki do napędzania turbin. Wytwarzanie energii elektrycznej jest silnie uzależnione od siły nurtu ciekłu.
- ROR wyposażony w zbiornik przelewowy ma bardzo małą regulację przepływu, która jest generalnie wykorzystywana do pokrycia krótkoterminowego zapotrzebowania na energię elektryczną w szczytowych okresach. Służący jako magazyn jest również silnie uzależniony od stanu wód w rzece.
- ROR wyposażony w regularne zapory, woda jest magazynowana w okresach niskiego przepływu, aby być wykorzystywana w szczytowych okresach. Pozwala to zaporom retencyjnym na regulację dziennych i/lub tygodniowych przepływów w zależności od lokalizacji.

2.2.4.1.2. ROR zaporowe (konwencjonalne)

Ostatni z nadmienionych typów obiektów tworzy w istocie odrębną kategorię elektrowni zaporowych. Zbiorniki będące w istocie ogromnymi magazynami wody wykorzystują potencjał, jaki posiada z tytułu zebrania jej powyżej dalszego biegu ciekłu, by z wykorzystaniem siły spadku przekształcić go w energię elektryczną. Jest on proporcjonalny do wysokości, jaką ona traci, przepływając przez turbiny. Aby maksymalizować zasoby, buduje się wysokie zapory, podnosząc tym samym możliwości tkwiące w dyferencji poziomów. Woda przepływa przez turbiny, przekształcając energię mechaniczną w elektryczną za pomocą generatorów. Wysokie zapory umożliwiają kontrolę przepływu, co pozwala na regulację produkcji oraz zwiększa stabilność systemu. Dodatkowo, mogą one pełnić funkcje takie jak kontrola powodzi, zaopatrzenie w wodę oraz rekreacja.

Hydroelektrownie tego typu zyskały w XXI wieku popularność za sprawą Tamy Trzech Przełomów. Oddany do użytku obiekt na początku XXI wieku okazał się niemal w każdym z mierzalnych parametrów fizycznych potężniejszy niż wszystkie wcześniejsze rozwiązania. Charakteryzuje się wyższymi kosztami, większymi rozmiarami oraz wyjątkową wydajność-

power_Modelling_New_database_and_methodology.pdf [dostęp: 11.09.2024].



Rys. 2.38. Schemat elektrowni z zaporą i spięrzonym zbiornikiem

Źródło: energiaodnawialna.net.

cią, ustanowił nowe standardy w zakresie mocy, skali i kosztów w porównaniu do wcześniejszych konstrukcji, co czyni go pionierem w swojej klasie. Kosztowniejszy, większy, wydajniejszy... stały się podstawowymi jej określnikami. Ogrom i rozmach inwestycji uwypuklił jednakże, i to bardzo wyraziście, wszelkie negatywne konsekwencje istnienia takich instalacji przemysłowych. Kluczowego znaczenia nabral tu wymiar środowiskowy i wpływ, jaki przedsięwzięcie to i mu podobne wywierają na otoczenie przyrodnicze.

2.2.4.2. Elektrownie pływowe

Elektrownie pływowe są specyficznymi obiektami. Ich działalność jest ściśle związana z obecnością otwartych mórz i oceanów, miejsc, w których zjawisko podnoszenia i opadania poziomu wód wspomnianych akwenów jest bardzo wyraźne. Jest ono pochodną okresowych zmian

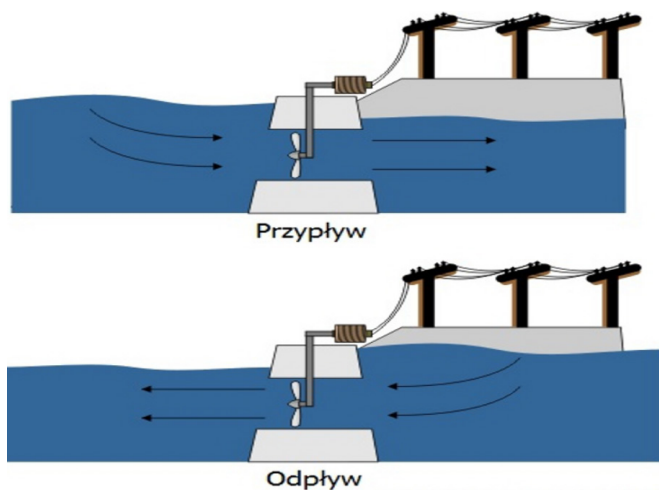
grawitacyjnego przyciągania wywieranego przez ciała niebieskie. Siły te powodują ruchy oraz prądy w oceanach, co prowadzi do regularnych, cyklicznych zmian poziomu mórz, zależnych od obrotu naszej planety. Regularność oraz przewidywalność tych fluktuacji wynikają ze stałego schematu obrotu planety oraz orbity satelity wokół niej. Intensywność i zmienność pływów są kształtowane przez zmieniające się relacje położenia Księżyca i Słońca względem Ziemi, jak również przez oddziaływania ruchu obrotowego tej ostatniej oraz specyfikę regionalnej topografii dna oceanicznego i wybrzeży. Powstałe w ten sposób przemieszczanie się mas wodnych umożliwia wytwarzanie energii elektrycznej.

Nie jest to wprawdzie technologia, która jest szeroko stosowana, posiada jednak doskonałe perspektywy rozwojowe. Pływy charakteryzują się większą przewidywalnością niż wiatr i energia słoneczna, co czyni je stabilniejszym źródłem energii odnawialnej. Dotychczas budowa obiektów tego typu napotykała na barierę stosunkowo wysokich kosztów oraz ograniczoną dostępność odpowiednich lokalizacji o wystarczająco wysokich amplitudach pływów lub prędkościach przepływu. Niemniej jednak, postęp techniczny oraz liczne innowacje w zakresie projektowania (jak dynamiczna energia pływów i laguny pływowe) oraz technologii turbin (takich jak nowe turbiny osiowe i turbiny o przepływie krzyżowym) wskazują na pojawianie się nowych możliwości, by potencjał, jaki stoi za zjawiskiem pływów, był w elektroenergetyce wykorzystywany znacznie intensywniej niż dotychczas. Dzięki tym ulepszeniom możliwe jest również obniżenie kosztów ekonomicznych i środowiskowych do poziomów konkurencyjnych, co może w przyszłości przyczynić się do szerszego zastosowania tej technologii.

Powstałe tego typu obiekty zdecydowanie ustępują pozostałym hydroelektrowniom pod względem zainstalowanej mocy, biorąc pod uwagę nakłady konieczne na każdy MW potencjału wytwórczego.

Sama turbina pływowa kształtem i budową oraz mechanizmem działania w ogólnym zarysie nie odbiega od standardów urządzeń wykorzystywanych w innych gałęziach energetyki odnawialnej. Może uchodzić pod wieloma względami za niezwykle pragmatyczne rozwiązanie.

Montowane na dnie morskim blisko nabrzeża elektrownie pływowe nie wymagają specjalnych modernizacji przybrzeża, potrafią dostosować się do kierunku pływu morskiego, a za sprawą możliwości montażu ekr-



Rys. 2.39. Elektrownia pływowa

Źródło: fundacjaenergia.pl.

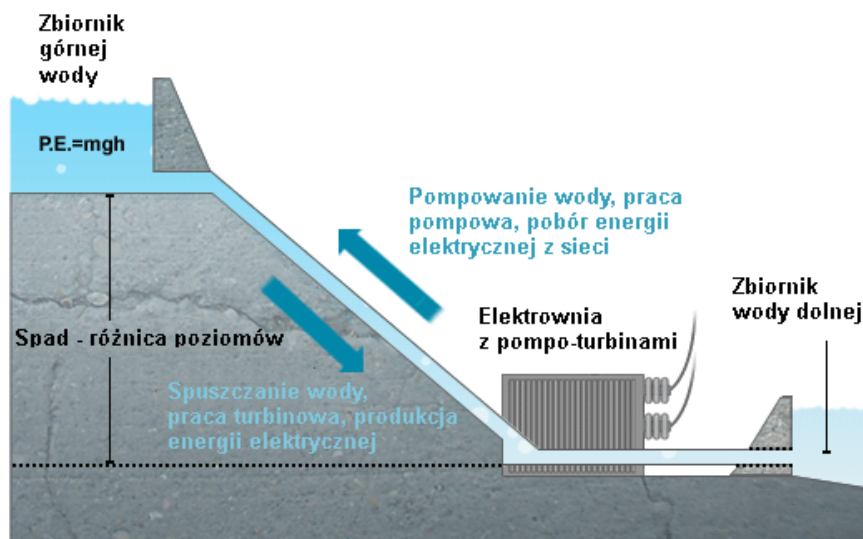
nów ochronnych i kratownic nie powinny stanowić poważnego zagrożenia dla podwodnego ekosystemu. Wyprodukowana energia elektryczna jest przesyłana do transformatora. W zestawieniu porównawczym z pozostałymi typami hydroelektrowni ustępuje im pod względem efektywności pracy. Niemniej wydajność turbiny pływowej jest i tak nierzadko prawie dwa razy większa od przeciętnej siłowni wiatrowej dzięki swojej gęstszej postaci czynnika ją napędzającego.

2.2.4.3. Elektrownie szczytowo-pompowe

Elektrownia szczytowo-pompowa (dalej: ESP) to zaawansowana technicznie instalacja, która jest źródłem wytwórczym w systemach elektroenergetycznych, funkcjonująca na zasadzie przemiennego działania. Wykorzystuje zestaw generatorów oraz pomp, lub odwracalne agregaty hydroelektryczne, zdolne do pracy zarówno w trybie produkcji energii, jak i w trybie sprężania.

Obiekty tego typu predestynowane są do tego, by móc również pełnić funkcję magazynu energii. W czasie gdy zapotrzebowanie na moc jest niskie, pobierają one nadwyżki energii z sieci, wykorzystując je do zasilania mechanizmów odpowiedzialnych za przemieszczanie wody z dolnego zbiornika do górnego rezerwuaru. W ten sposób energia jest zużywana

do napędu urządzeń, które transportują wodę w górę, akumulując w niej potencjalną energię grawitacyjną w wyższym zbiorniku. W momencie wzrostu zapotrzebowania na elektryczność, zgromadzona woda jest uwalniana z górnego rezerwuaru, przepływając w dół, co powoduje napędzanie turbin. Proces ten przekształca energię mechaniczną w elektryczną, umożliwiając ESP dostarczanie prądu do sieci w godzinach szczytu²⁸³.



Rys. 2.40. Elektrownia szczytowo-pompowa

Źródło: Odnawialne-firmy.pl, <https://www.odnawialne-firmy.pl/wiadomosci/pokaz/34,elektrownia-wodna-szczytowo-pompowa-zasada-dzialania>.

ESP odgrywają również kluczową rolę w rozruchu awaryjnym tradycyjnych elektrowni. W sytuacjach kryzysowych, gdy standardowe źródła zasilania są niedostępne lub wymagają uruchomienia, mogą szybko dostarczyć energię potrzebną do inicjacji pracy generatorów w elektrowniach konwencjonalnych. Wykorzystanie ich w takich sytuacjach polega na natychmiastowym spływie wody zgromadzonej w górnym zbiorniku do niżej położonego rezerwuaru, co napędza turbiny generujące prąd elektryczny. Proces ten umożliwia błyskawiczne dostar-

²⁸³ P. Mirek, *Podstawy konwersji energii w elektrowniach szczytowo-pompowych*, [w:] *Odnawialne źródła energii*, M. Wichliński (red.), Częstochowa 2021, s. 34.

czenie energii, stanowiącej kluczowy element uruchomienia systemów niezbędnych do przywrócenia funkcjonowania konwencjonalnych źródeł zasilania.

Zalety stosowania ESP w rozruchu awaryjnym obejmują natychmiastową dostępność energii, pozwalającą na szybkie dostarczenie wymaganej mocy i znaczące przyspieszenie uruchamiania innych elektrowni. Niezależność od zewnętrznych źródeł, ponieważ zdolność ESP do szybkiego generowania energii nie wymaga dostępności paliw ani innych surowców, ma kluczowe znaczenie w sytuacjach kryzysowych. Pozwala też na stabilizację systemu energetycznego, ponieważ przyczynia się do przywrócenia jego funkcjonowania w przypadkach awarii czy też niespodziewanego spadku lub skokowego wzrostu poboru mocy, gdy inne formy zasilania są niedostępne.

W dużych systemach energetycznych, z dominacją elektrowni ciepłych oraz jądrowych, które nie mogą szybko dostosować produkcji do zmieniającego się popytu lub czynią to przy znacznych stratach, ESP odgrywa kluczową rolę. Pozwala na gromadzenie nadmiaru energii w okresach niskiego zapotrzebowania i jej efektywne wykorzystanie podczas szczytów, tym samym zwiększając efektywność wykorzystania zasobów oraz stabilność dostaw. Dzięki takim właściwościom przyczynia się do optymalizacji działania całego systemu elektroenergetycznego, poprawiając zarówno ekonomiczną, jak i operacyjną wydajność, a także niezawodność zaopatrzenia w energię.

Elektrownie szczytowo-pompowe charakteryzują się kilkoma istotnymi ograniczeniami związanymi z możliwościami ich lokalizacji, co w znacznym stopniu wpływa na ich wdrażanie i eksploatację. Przede wszystkim, tego typu instalacje wymagają szczególnych warunków geograficznych, które umożliwiają efektywne funkcjonowanie systemów hydroelektrycznych. Potrzeby te obejmują odpowiednie ukształtowanie terenu oraz dostępność naturalnych zbiorników wodnych lub możliwość ich utworzenia.

Jednym z głównych problemów związanych z ESP jest relatywnie niska gęstość energii dostępnej z czynnika roboczego, co wymusza budowę dużych zbiorników wodnych i prowadzi do znaczących modyfikacji krajobrazu. Proces inwestycyjny i eksploatacji takich elektrowni wiąże się z poważnymi ingerencjami w ekosystemy lądowe i wodne. Przykła-

dowo, konieczne jest wycinanie lasów, co prowadzi do utraty bioróżnorodności i zmiany naturalnego środowiska.

Dodatkowo, funkcjonowanie ESP wpływa na warunki hydrologiczne okolicznych rzek, zmieniając naturalne przepływy i mogąc zakłócać życie organizmów wodnych. Hydrobiologiczne zaburzenia wynikające z działalności elektrowni mogą objawiać się w postaci zmienionych parametrów fizykochemicznych wody, co negatywnie wpływa na faunę i florę wodną.

Zmiany w hydrologii rzek prowadzą także do modyfikacji tych warunków na terenach przylegających do zbiorników wodnych, co może wpływać na lokalne zasoby wód gruntowych. Ponadto wspomniany już proces budowy i eksploatacji ESP generuje również znaczny poziom hałasu, co stanowi dodatkowy czynnik wpływający na środowisko i jakość życia okolicznych mieszkańców.

W Polsce największymi ESP są Żarnowiec o mocy 680 MW oraz Poręba Żar o mocy 500 MW²⁸⁴, a w dalszej kolejności: Zespół Elektrowni Wodnych Solina–Myczkowce – 200 MW, Elektrownia Żydowo – 167 MW, Elektrownia Czorsztyn–Niedzica–Sromowce Wyżne – 94,6 MW, Elektrownia Dychów – 90 MW²⁸⁵.

2.2.5. Energia geotermalna

Energia geotermalna, znana także jako geotermiczna, odnosi się do ciepła zgromadzonego w skałach, wodzie oraz gruncie pod powierzchnią Ziemi. Jest to jedno z odnawialnych źródeł energii, które charakteryzuje się powolnym procesem odtwarzania. W przypadku poboru dużych ilości ciepła z niskiego strumienia geotermalnego, może dojść do wychłodzenia skał lub spadku ciśnienia w złożach, co ogranicza efektywność tego źródła.

Dostęp do energii geotermalnej uzyskuje się poprzez wiercenia, które technologicznie przypominają odwierty naftowe, choć różnią się szczegółami wykonania oraz umiejscowieniem. Energia ta może być pozyskiwana za pomocą gruntowych pomp ciepła, a także poprzez głębokie

²⁸⁴ Z. Maciejewski, *Stan krajowego systemu elektroenergetycznego*, „Polityka Energetyczna” 2011, z. 14, s. 251.

²⁸⁵ P. Mirek, *Podstawy konwersji energii...*, *op.cit.*, s. 34.

odwierty sięgające do warstw wodonośnych, gdzie występuje gorąca woda. Alternatywnie, można wykorzystywać ciepło skał nieprzepuszczalnych lub o niskiej zawartości wody, do których tłoczy się chłodną wodę, a po jej nagrzaniu odbiera się gorącą. Naturalne źródła termalne są jednym z przejawów obecności tej energii²⁸⁶.

Podstawową metodą pozyskiwania energii geotermalnej jest wykonywanie odwiertów do zbiorników gorących wód. W pobliżu otworu eksploatacyjnego wykonuje się drugi odwiert, którym po odebraniu ciepła woda geotermalna jest włączana z powrotem do złoża. Wody te są zazwyczaj mocno zasolone, co stawia szczególne wyzwania przed wymiennikami ciepła i innymi elementami instalacji. Energia geotermalna jest stosowana głównie w centralnym ogrzewaniu jako podstawowe źródło ciepła, a także, choć rzadziej, w produkcji energii elektrycznej, co jest opłacalne tylko w przypadku źródeł o szczególnie wysokiej temperaturze.

Produkcja energii geotermalnej, pomimo swoich zalet związanych z odnawialnością i niską emisją gazów cieplarnianych, niesie ze sobą szereg zagrożeń środowiskowych oraz wyzwań ekonomicznych. Jednym z istotnych aspektów jest potencjalne zanieczyszczenie zasobów wód głębinowych, które są kluczowe nie tylko dla energetyki, ale również jako źródło czystej wody pitnej. Wody te, często pochodzące z zasobów jurajskich i starszych, są niezmiernie wartościowe ze względu na swoją czystość i brak zanieczyszczeń chemicznych, co czyni je niezwykle cennymi zarówno z punktu widzenia zdrowia publicznego, jak i gospodarki. Wydobycie i użytkowanie wód geotermalnych wiąże się jednak z pewnymi zagrożeniami, takimi jak ryzyko mineralizacji wierzchnich warstw gruntu, co może uczynić je niezdatnymi do upraw.

Eksploatacja gorących wód geotermalnych prowadzi do transferu mineralnych składników do powierzchniowych warstw gruntu, co inicjuje proces zmieniający skład chemiczny gleby. Ma on długotrwałe skutki

²⁸⁶ T. Niezgodą, D. Miedzińska, G. Sławiński, *Energia z głębokich pokładów gorących suchych skał (HDR) do poprawy bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej Polski*, [w:] *Inżynieria bezpieczeństwa obiektów antropogenicznych*, Warszawa 2018, s. 3–4.

ekologiczne, może wpływać na zdolność gleby do wspierania roślinności, ograniczając jej użyteczność rolniczą²⁸⁷.

W długoterminowej perspektywie, proces ten skutkuje zmniejszeniem zdolności gleby do podtrzymywania różnorodnej flory, co ogranicza możliwości produkcji rolniczej i może prowadzić do redukcji liczby gatunków roślin przystosowanych do lokalnych warunków. Taka degradacja może wpłynąć na całkowitą bioróżnorodność terenu, co jest istotnym zagrożeniem dla ekosystemów, w których integralność zależy od złożonej struktury gatunkowej²⁸⁸.

Dlatego tak istotne jest uwzględnienie tych zmian w planowaniu i zarządzaniu terenami poddawanymi eksploatacji gorących wód geotermalnych, aby zrównoważyć korzyści płynące z ich wykorzystania energetycznego z koniecznością ochrony środowiska naturalnego.

Odrębnym problemem pozostaje degradacja samych wód głębinowych. W procesie pozyskiwania energii geotermalnej są one często wydobywane z warstw trzeciorzędowych i starszych, gdzie naturalnie występuje w stanie wolnym od zanieczyszczeń antropogenicznych. Nierzadko są to pokłady położone poniżej 1500 metrów. W kontekście rynkowym, wartość handlowa wody z pokładów położonych 200–400 metrów pod powierzchnią w warunkach sklepowych osiąga cenę do kilkudziesięciu złotych za litr. Tymczasem woda czerpana z głębszych warstw geologicznych, zdatna do picia bez zaawansowanego przetwarzania, może być jeszcze cenniejsza, co sugeruje, że jej rynkowa wartość powinna być wielokrotnie wyższa.

²⁸⁷ Zmniejszenie potencjału rolniczego w wyniku zmienionej struktury gleby ogranicza możliwość uprawy, wpływając na lokalną gospodarkę rolniczą i ekologię. Modyfikacje chemiczne gruntu, w połączeniu z trudnościami w utrzymaniu upraw, prowadzą do długoterminowych zmian w użytkowaniu ziemi, co wymaga odpowiedniej strategii zarządzania, aby zminimalizować negatywne skutki ekologiczne.

²⁸⁸ Skład chemiczny i struktura gleby ulegają zmianie, co może modyfikować jej właściwości fizyczne, a tym samym zdolność do utrzymania odpowiednich warunków dla roślin. W dłuższym okresie zmniejsza się efektywność upraw na takich terenach, co wpływa na potencjał rolniczy danego obszaru oraz zagraża różnorodności biologicznej. Modyfikacje w składzie gleby prowadzą do ograniczenia liczby gatunków flory zdolnych do przetrwania w zmienionych warunkach, co negatywnie oddziałuje na ekosystem poprzez redukcję bioróżnorodności.

Proces wykorzystania tych zasobów w energetyce geotermalnej stawia pytania o zasadność ekonomiczną i akceptację społeczną. Woda pochodząca z głębokich warstw, po przejściu przez system geotermalny, jest odprowadzana z powrotem do środowiska lub wtłaczana do podziemnych zbiorników w stanie, który często nie pozwala na jej dalsze wykorzystanie jako wody pitnej, przekształcając ją de facto w odpad. Ryzyko zanieczyszczenia obejmuje możliwość wprowadzenia do głębokich zasobów wód gruntowych zanieczyszczeń chemicznych oraz gazów, takich jak radon czy siarkowodor, które są obecne w geotermalnych systemach hydrogeologicznych.

Dodatkowo, istnieje ryzyko wtórnych procesów chemicznych i fizykochemicznych, które mogą nastąpić w wyniku zmian temperatury i ciśnienia w geotermalnych warunkach eksploatacyjnych, prowadząc do dalszych nieprzewidywalnych reakcji w wodach gruntowych.

Biorąc pod uwagę kontekst gospodarczy, niezwykle istotne miejsce zajmuje kwestia samej rentowności przedsięwzięć tego typu. Inwestycyjnie są one niezwykle kapitałochłonne. Wobec daleko niedoskonałych szacunków geologicznych na głębokości koniecznych odwiertów geotermalnych, wielkość i zasobność złóż pozostających do wykorzystania jest zwykle niedookreślona. Oznacza to obecność znaczącego ryzyka przedsięwzięć związanych z wykorzystaniem ich do celów energetycznych²⁸⁹. Przykłady nietrafionych, a zrealizowanych inicjatyw tego typu jest w Polsce wiele. Najbardziej znanym pozostaje toruńska geotermia²⁹⁰.

Z punktu widzenia ekonomicznego, wykorzystanie wysokowartościowych zasobów wód głębinowych dla celów produkcji energii wymaga szczegółowej analizy kosztów i korzyści. Obejmuje to ocenę wartości rynkowej wody, kosztów związanych z potencjalnym zanieczyszczeniem oraz wydatków na możliwe systemy oczyszczania czy zabezpieczenia środowiskowego. W perspektywie długoterminowej, decyzje o wykorzy-

²⁸⁹ J. Kaniuczak, M. Nazarkiewicz, E Hajduk, J. Gąsior, S. Właśniewski, *Geotermia a ochrona zasobów środowiska*, „Polish Journal for Sustainable Development” 2016, t. 20, s. 77.

²⁹⁰ Sprawozdanie z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, <https://geotermiatorun.pl/resources/2024/02/sprawozdanie-z-dzialan-osiagn-efektywn-energ-za-2023-gt-siec-a.pdf> [dostęp: 11.09.2024].

staniu tych zasobów muszą uwzględniać zarówno bezpośrednie korzyści energetyczne, jak i długofalowe konsekwencje dla zasobów wodnych oraz ekonomii regionu.

Biorąc pod uwagę wspomniane okoliczności, strategiczne decyzje dotyczące eksploatacji wód głębinowych w geotermii powinny być podejmowane z najwyższą starannością. Nie mogą być oceniane przez pryzmat natychmiastowych korzyści energetycznych, ale również szerokie aspekty ekologiczne i ekonomiczne, które mogą wpłynąć na dostępność i jakość zasobów wodnych w przyszłości²⁹¹.

2.2.6. Biomasa

Problem kwalifikacji spalanej biomasy jako paliwa odnawialnego determinowany jest przez czas wymagany do odbudowy takiej objętości jej zasobu, jaki został spożytkowany do produkcji energii. Tak jak wspomniano, na pewno nie powinno się w tych kategoriach traktować pozyskiwanego z lasów czy parków drewna. Nawet jeśli jest to najtańsza tzw. Gałęziówka, to i tak ekonomicznie i gospodarczo wykorzystanie jej w energetyce zawodowej pozostaje najgorszym z możliwych rozwiązań. Jego rentowność generowana jest klasyfikacją administracyjno-prawną i zależy wyłącznie od przepisu, który pozwala z tytułu takiej przynależności wystawiać producentowi certyfikat udziału OZE w produkcji energii elektrycznej, o czym już nadmieniano. Jest to zatem wartość determinowana politycznie, która pozbawiona jest jakichkolwiek stabilnych podstaw w sektorze paliwowo-energetycznym. Obiektywnie nie daje się ona nawet określić mianem umownej, gdyż zależna jest wyłącznie od decyzji podejmowanych poza nią. Nieco odmiennie przedstawia się problem wykorzystania roślin, których uprawa od początku przeznaczona jest na materiał do współspalania. Za przykład posłużyć mogą tu wierzba ener-

²⁹¹ Błąd ten jest powszechny. Pojawia się w literaturze przedmiotu i w przypadku Polski całkowicie ją dominując. Sugestie dotyczące weryfikacji lokalizacji są rzadkością i dotyczą kwestii drugorzędnych typu dotacje, np. B. Kępińska, *Energia geotermalna w Polsce – stan wykorzystania, perspektywy rozwoju*. Technika poszukiwań geologicznych, geotermia, zrównoważony rozwój, Kraków 2011, t. 50, z. 1–2, s. 16.

getyczna i róża bezkolcowa²⁹². W ich przypadku czas odnowienia zużytej masy sięga od 2 do 3 lat, co można uznać za w pełni akceptowalny w omawianym aspekcie. Pytaniem otwartym pozostaje opłacalność takiej produkcji w przypadku braku jej subwencji ze strony państwa i preferencyjnego podejścia energetyki zawodowej w stosowaniu takiego paliwa ze względu na możliwość otrzymania w zamian zielonych certyfikatów. Posłużmy się analizą casusu wspomnianej wierzby energetycznej. Należy ona do najpopularniejszych, a zarazem najbardziej reprezentatywnych roślin nieposiadających żadnego innego zastosowania poza wskazanym. Jej wybór nie jest przypadkowy. Biomasa rozwija się wyjątkowo szybko, wykazuje wyższą odporność na szkodniki oraz choroby, a także posiada zwiększoną tolerancję na niskie temperatury. Co więcej, cechuje się ona znacząco wyższą wartością energetyczną niż drewno. Ma też niskie wymagania, pozwalające na jej uprawę praktycznie w różnorodnych typach gleb²⁹³. W wymiarze dającym się określić mianem rolniczego, który obejmuje sam proces uprawy rośliny od zasiewu, przez wegetację po zbiór nie przysparza trudności. Odmiennie kształtuje się jednakże jej pozycja w obszarze energetycznym. Świeżo zebrany plon nie znajduje tu żadnego zastosowania. Jest wilgotny, a w takiej postaci pozostaje trudne zagospodarowania. Konieczne jest jego suszenie. By uzyskać z niego paliwo o wyrównanej wilgotności i stabilnych parametrach, trzeba nierzadko przeprowadzić zabieg uszlachetniania. Każdy z tych zabiegów jest energochłonny. Pomniejszona o niego wartość opała wsadu do paleniska jest znacznie niższą niż ta odnosząca się do charakterystyki energetycznej surowca. Strata z tytułu jego pozyskania jest niewspółmiernie większa niż w przypadku paliw kopalnych. W bilansie końcowym jej wielkość zależna jest od czynników związanych z warunkami uprawy.

Kluczową każdorazowo pozostawała sprawa subwencji, jakie otrzymywali rolnicy z tego tytułu. Dotyczyło to tak Polski, jak i całej Wspólno-

²⁹² A. Koźmiński, *Odnawialne źródła energii w polityce energetycznej Rzeczypospolitej Polskiej. Casus polityki rolnej w latach 2004–2019*, Zielona Góra 2023 (maszynopis rozprawy doktorskiej), s. 166.

²⁹³ R. Czeczko, *Uprawy wybranych roślin energetycznych. Autobusy: technika, eksploatacja, systemy transportowe*, R. 2012, t. 13, nr 10, s. 170, <http://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-f4479080-400e-4b89-9fd8-6c16c8d77591> [dostęp: 11.09.2024].

ty²⁹⁴. Wraz z pojawieniem się dopłat zwiększył się areal zasiewu wierzby energetycznej i liczba jej plantacji w Polsce²⁹⁵. Wycofanie ich przyczyniło się do odwrócenia tego kierunku. Przestały powstawać nowe zasiewy, a obszar dotychczasowych kurczył się po każdym plonach. Z upływem lat jej znaczenie w rolnictwie zostało zmarginalizowane, co też znalazło

²⁹⁴ W celu promowania produkcji biomasy w rolnictwie oraz osiągnięcia celów związanych z ochroną środowiska, ograniczeniem wykorzystania paliw kopalnych i zwiększeniem niezależności energetycznej, podjęto decyzję o aktywnym wspieraniu upraw roślin przeznaczonych na cele energetyczne. Por. A. Grzybek, J. Kuś, S. Mańka, M. Matyka, J. Pawlak, A. Zalewska, J.A. Seremak-Bulge (koordynacja), *Odnawialne źródła energii. Ekspertyza dotycząca ekonomicznych uwarunkowań rozwoju poszczególnych rodzajów odnawialnych źródeł energii na obszarach wiejskich oraz ich wpływ na poprawę opłacalności produkcji rolnej w Polsce w kontekście WPR*, Warszawa 2012, s. 33. W 2003 roku wprowadzono dopłatę w wysokości 45 euro do hektara, określoną jako *Pomoc dla roślin energetycznych* – Rozporządzenie Rady (WE) Nr 1782/2003 z 29.09.2003 r. ustanawiające wspólne zasady dla systemów wsparcia bezpośredniego w ramach wspólnej polityki rolnej i ustanawiające określone systemy wsparcia dla rolników oraz zmieniające rozporządzenia (EWG) nr 2019/93, (WE) nr 1452/2001, (WE) nr 1453/2001, (WE) nr 1454/2001, (WE) nr 1868/94, (WE) nr 1251/1999, (WE) nr 1254/1999, (WE) nr 1673/2000, (EWG) nr 2358/71 i (WE) nr 2529/2001, (Dz. Urz. L 270 z 21.10.2003, s. 1, z późn. zm.). Rozporządzenie Komisji (WE) nr 1973/2004 z 29.10.2004 r. w sprawie ustanowienia szczegółowych zasad zastosowania rozporządzenia Komisji (WE) nr 1782/2003 w sprawie systemów wsparcia przewidzianych w tytułach IV i IVa tego rozporządzenia oraz wykorzystania gruntów zarezerwowanych do produkcji surowców (Dz. Urz. L 345 z 20.11.2004, s. 1). Warunkiem otrzymania dotacji było zawarcie umowy między producentem a pierwszą jednostką przetwórczą – Rozporządzenie Komisji (WE) nr 796/2004 z 21.04.2004 r. ustanawiające szczegółowe zasady wdrażania wzajemnej zgodności, modulacji oraz zintegrowanego systemu administracji i kontroli przewidzianych w rozporządzeniu Rady (WE) nr 1782/2003, ustanawiające wspólne zasady dla systemów pomocy bezpośredniej w zakresie wspólnej polityki rolnej oraz określonych systemów wsparcia dla rolników, art. 13 pkt. 6 (Dz. Urz. L 141 z 30.04.2004, s. 18) i dostawa biomasy w ilości nie mniejszej niż połowa plonów reprezentacyjnych Rozporządzenie Komisji (WE) nr 1973/2004, *op.cit.*, art. 31 lub samodzielne przetwarzanie roślin przez rolnika w jego gospodarstwie rolnym. Rozporządzenie Komisji (WE) nr 1973/2004, *op.cit.*, art. 24–27.

²⁹⁵ Rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi z 17 sierpnia 2005 r. w sprawie szczegółowych warunków i trybu udzielania dopłat z tytułu prowadzenia plantacji wierzby (*Salix sp.*) lub róży bezkolcowej (*Rosa multiflora var.*) wykorzystywanych na cele energetyczne oraz procentowego wskaźnika kontroli producentów rolnych prowadzących te plantacje (Dz. U. Nr 159, poz. 1338).

swoje odzwierciedlenie w wykorzystaniu jej w charakterze dodatku biomasy przeznaczonej do współspalania w energetyce zawodowej.

Ograniczone korzyści gospodarcze i ekonomiczne mogą uchodzić za przyczynę nikłej popularności roślin produkowanych wyłącznie w charakterze opału. Dotyczy to całej Europy, w tym Polski. Problem można postrzegać znacznie szerzej i odnieść go do sensu kwalifikacji jako części energetyki odnawialnej rozwiązań, w których obecne są konwencjonalne elektrownie i elektrociepłownie. Sam proces spalania paliw stałych jako źródło generowania energii cieplnej i elektrycznej jest trudny do uzasadnienia w kontekście osiągania celów klimatycznych oraz dbałości o czystość powietrza²⁹⁶.

Odnosi się to także do roślin, które z założenia nie były przeznaczone do wykorzystania w energetyce. Za przykład w Polsce posłużyć mogą tradycyjne zboża. Zestawiając ich wartość opałową z ceną klasycznych surowców opalowych, jawią się one jako atrakcyjne pod wieloma względami źródło energii. Za przykład posłużyć może owies, którego kaloryczność oscyluje wokół 17 MJ/kg, a tona w skupie stanowi od 20% do 35% takiej samej ilości węgla kamiennego mieszczącego się od 20 MJ/kg do 33 MJ/kg – uśredniając 26 MJ/kg. Ta sama kwota pozwala zatem na zakup od dwu i pół do pięciokrotnie większej ilości ziarna niż rzeczzonego paliwa kopalnego. Przy tych samych nakładach finansowych bilans energetyczny wypada zdecydowanie korzystniej dla pierwszego z wymienionych. Ponadto uzyskujemy nośnik rzeczywiście dający się określić mianem odnawialnego, a co więcej surowiec o bardzo jednolitych parametrach i to bez względu na źródło jego pochodzenia. W przypadku węgla kamiennego zachowanie takiego standardu jest niezwykle trudne do osiągnięcia dla giełdowych transakcji typu SPOT poza kontraktami długoterminowymi z jednym i tym samym producentem.

Kwestia wykorzystania zbóż w charakterze opału budzi szereg wątpliwości natury etycznej. Stereotypy kulturowe stają tu w jednym rzędzie z rzeczywistymi zagrożeniami, jakie łączą się z możliwym wzrostem cen

²⁹⁶ Nie da się wyeliminować z niego szkodliwych emisji. Pyły zawieszane czy dymy węglane są nieodłącznymi jego elementami. Oczywiście w pierwszym przypadku nie są uwalniane do atmosfery nowe ilości, tylko te magazynowane w okresie kilkuletniej wegetacji w roślinach. Wskazać na sekwencje oraz filtrowanie spalin. Każda z tych czynności jest jednakże kłopotliwa i kosztowna.

żywności z tytułu wykorzystywania ziem rolnych do produkcji paliw²⁹⁷. W rodzimym kontekście Polski kluczowe znaczenie przypisać należałoby pierwszemu z wymienionych aspektów. Analizowana i omawiana wierzba nie wyzwalała tego typu negatywnych skojarzeń, a uprawiana była także na gruntach mogących być przeznaczonymi na produkcję pasz czy roślin jadalnych. Opór przeciw takiemu wykorzystaniu owsa nie ma zatem racjonalnej podbudowy, a wyraża pewne emocjonalne podejście do zagadnienia.

Nie rozwiązuje to jednak problemu samego spalania i negatywnego oddziaływania procesu na otoczenie przyrodnicze. Owszem, korzystając z owsa, nie uwalniamy do atmosfery dodatkowych ilości ditlenku węgla czy metali ciężkich i innych związków chemicznych, które zanieczyszczają poddaną obróbce termicznej skałę węglową, ale nie pozbywamy się sadzy i wszelkich innych pyłów zawieszonych zanieczyszczających powietrze.

Podejście to można rozciągnąć także na zagadnienie tzw. termicznej utylizacji odpadów. Powstaje coraz więcej zakładów tego typu na całym świecie. Obszar Unii Europejskiej, a tym samym i Polski może uchodzić za wiodący pod względem dynamiki powstawania tego typu przedsię-

²⁹⁷ Wykorzystanie zbóż do celów energetycznych ma bardzo szerokie grono zwolenników. S. Włodek, K. Paweska, A. Biskupski, J. Sikora, *Uprawa roślin energetycznych ekologicznym kierunkiem rozwoju wsi*. „Infrastruktura i Ekologia Terenów Wiejskich” 2015, nr I/1, Polska Akademia Nauk, s. 145–152. Co interesujące, sama koncepcja jest wielokrotnie rekomendowana, nie budząc oporu. Z. Wójcicki, *Energia odnawialna, biopaliwa i ekologia*, „Problemy Inżynierii Rolniczej” 2007, nr 15, s. 5–18. W przeważającej mierze analizy i opinie ukierunkowane są na aspekt utylitarny, pomijając kwestie społeczne. Samo wykorzystanie areału uprawnego pod produkcję roślinną dla potrzeb energetyki może prowadzić do konkurencji między produkcją żywności a produkcją opału. S. Krasowicz, *Wykorzystanie produkcji roślinnej na cele energetyczne a rynek żywności w Polsce*, „Roczniki Naukowe Stowarzyszenia Ekonomistów Rolnictwa i Agrobiznesu” 2009, 11.2, s. 128. Etyczne rozważania obejmują konieczność zaspokojenia podstawowych potrzeb żywieniowych ludzi, a wykorzystanie surowców spożywczych do celów energetycznych może być uważane za nieodpowiednie, szczególnie w kontekście głodu i niedożywienia na świecie. Ponadto produkcja zbóż i ich przetwarzanie na opał mogą prowadzić do negatywnych konsekwencji ekologicznych, takich jak wycinka lasów, erozja gleby, zużycie wody i degradacja środowiska. J. Pawlak, *Przewidywane skutki wykorzystania biomasy rolniczej na cele energetyczne*, „Problemy Inżynierii Rolniczej” 2014, 22, s. 51–52.

biorstw. Wynika ono z narastania tzw. problemu śmieciowego²⁹⁸. Tu jednakże powraca kwestia, czy ten sposób pozyskiwania energii cieplnej i energetycznej można łączyć z dbałością o środowisko naturalne? Z całą pewnością nie dla niego neutralna²⁹⁹. Zalety rozwiązania są bardzo przejrzyste: oznacza ono mniejsze obciążenie dla konwencjonalnych źródeł energii i ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, a zarazem redukuje ilość odpadów na składowiskach, co służy otoczeniu przyrodniczemu poprzez ograniczenie potrzeby tworzenia nowych składowisk i obniżenie negatywnego wpływu na środowisko. W istocie samo założenie pozbywania się w ten sposób czegokolwiek stoi w jaskrawym kontraście z koncepcją energetyki odnawialnej i zrównoważonego rozwoju gospodarczego³⁰⁰. W jednym i drugim przypadku pożądanym rozwiązaniem jest dokładna segregacja i recykling odpadów, a nie utylizacja. Ta powinna być traktowana w kategoriach zupełnej ostateczności. Nie zawsze przemawiają za tym racje finansowe, korzyści w wymiarze efektywności energetycznej czy też próśrodkowe są bezsprzeczne.

Nie może to jednak oznaczać całkowitej eliminacji procesu spalania we współczesnej energetyce. O ile utlenianie nośników kopalnych przekłada się na dodatkowe emisje gazów cieplarnianych do atmosfery i większe lub mniejsze zanieczyszczenie powietrza, o tyle poddanie temu procesowi surowca np. pochodzenia rolniczego dającego się określić jako źródło odnawialne nie zawsze będzie łączyło się z takimi konsekwencjami. Te właściwe są wyłącznie dla paliw stałych. Odmienne przedstawia się to dla paliw o mniejszej gęstości: gazów i cieczy. Tu produkty uboczne w postaci sadz czy też wszelkiej wielkości pyłów zawieszonych nie występują. Nie jest też uwalniany dodatkowy ditlenek węgla, którego wcześniej nie było

²⁹⁸ T. Butmankiewicz, P. Dziugan, M. Kantorek, H. Karcz, K. Wierzbiński, *Czy właściwa jest termiczna utylizacja odpadów komunalnych na ruszcie?*, „Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska” 2012, 14(2), s. 14.

²⁹⁹ Przykładem są emisje niepożądanych dla otoczenia przyrodniczego związków chemicznych, także metali ciężkich. T. Piecuch, *Termiczna utylizacja odpadów*, „Rocznik Ochrona Środowiska” 2000, 2, s. 16–17.

³⁰⁰ Nie brak jednak autorów, którzy, odwołując się do zapisów ustawowych, skłonni są postrzegać w odpadach komunalnych biomasę i traktować je w kategorii OZE. S. Gumuła, M. Piaskowska-Silarska, *Odpady komunalne jako odnawialny surowiec energetyczny – problemy i uwarunkowania związane z jego wykorzystaniem*, „Polityka Energetyczna” 2010, 13.2, s. 176.

w obiegu. Stąd też bezpośredni wpływ na otoczenie przyrodnicze sprowadza się jedynie do aspektów krajobrazowych i przestrzeni zajmowanej przez zakład produkcyjny. Oczywiście patrząc dalekosiężnie, można tu wyeksponować oddziaływanie na środowisko w postaci wykorzystanych materiałów do budowy urządzeń, transportu etc. Niemniej, nie jest to przełożenie bezpośrednie. W kontekście wspomnianych surowców gazowych będących rezultatem szeroko pojętego procesu rozkładu biomasy roślinnego czy też zwierzęcego pochodzenia rzecz dotyczy wprawdzie wodoru (H_2) oraz amoniaku³⁰¹ (NH_3) i metanu (CH_4). W istocie sprowadza się jednakże wyłącznie do ostatniego z wymienionych, gdyż w przypadku dwóch pierwszych uwalniane są jedynie śladowe ilości i jako takie nie posiadają póki co utylitarnego znaczenia. Nie ma ich na tyle dużo, by mogły zostać wykorzystane w charakterze źródeł zasilania. Nie wydaje się, by takie status quo mogło się utrzymać. Prace nad wychwytywaniem czy wręcz celową produkcją w biogazowniach wodoru są zaawansowane, a służące temu doświadczalne instalacje dają rokowania na przyszłość dla pozyskiwania go tym sposobem na skalę przemysłową.

2.3. Wodór

Wykorzystanie wodoru jako źródła zasilania stanowić będzie zapewne o przyszłości energetyki. Patrząc na jego pozycję zajmowaną w układzie okresowym pierwiastków, miejsce we wszechświecie czy też w tym

³⁰¹ Amoniak może być wykorzystywany jako nośnik energii do magazynowania i przenoszenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, takich jak wiatr i energia słoneczna. Proces polega na elektrolizie wody do wodoru (H_2) i amoniaku (NH_3) za pomocą energii elektrycznej w okresach wzmożonej produkcji, a następnie wykorzystanie amoniaku jako nośnika energii w celu dostarczenia energii w okresach zapotrzebowania. Może być on też bezpośrednio spalany jako paliwo w dostosowanych do tego turbinach i silnikach, co pozwala na wykorzystanie go jako źródła energii. Sam proces jest bardziej ekologiczny, niż ma to miejsce w przypadku surowców kopalnych, ponieważ nie powoduje emisji ditlenku węgla (CO_2) ani innych zanieczyszczeń atmosferycznych, a jego produktem jest para wodna i azot. Wykorzystanie amoniaku w energetyce ma swoje wyzwania, takie jak bezpieczeństwo magazynowania i obsługi oraz kwestie związane z wydajnością energetyczną procesów produkcji i konwersji.

kontekście na Słońce jako niekończące się źródło życiodajnej dla naszej planety energii, można uznać to za symboliczny powrót do prapoczątku. Genezy wszystkiego, co istnieje, w najprostszych ze znanych atomów.

Elementarność ta jest poważnym wyzwaniem w kontekście magazynowania i wykorzystania wodoru w charakterze nośnika energii, problemem, z którym inżynieria próbuje się uporać od lat. Wykorzystanie wodoru w charakterze konwencjonalnego paliwa służącego do napędzania maszyn i pojazdów liczy sobie już ponad dwa wieki³⁰². Ostatnie pięćdziesiąt lat sprowadza się do wysiłków na rzecz konstrukcji możliwie najszczelniejszych zbiorników, poprawie efektywności energetycznej zasilanych nim silników o spalaniu wewnętrznym i co zdaje się najistotniejsze znalezienia możliwie najtańszego sposobu jego pozyskania i ekonomicznie zasadnego wykorzystania³⁰³.

Przydatność wodoru w energetyce w charakterze szeroko pojętego nośnika energii nie podlega dyskusji. Problem tkwi z jednej strony w kosztach jego pozyskania, a z drugiej w sposobie zastosowania. W pierwszym przypadku jednym z najpopularniejszych, a zarazem stosunkowo najmniej skomplikowanym rozwiązaniem pozostaje elektroliza wody, czyli wykorzystanie energii elektrycznej do rozdzielenia jej cząsteczek (H_2O) na wodór (H_2) i tlen (O_2). Najpoważniejszą barierą pozostaje koszt takiej produkcji. Determinowany jest on samą ceną energii elektrycznej. W zależności od efektywności elektrolizera oscyluje ona przeciętnie na poziomie poniżej 50 kWh na kilogram wytworzonego wodoru³⁰⁴, podczas gdy jego wartość energetyczna to 33,3 kWh. Oczywiście sam proces może zostać przeprowadzony zarówno z wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych, jak i konwencjonalnych. Biorąc pod uwagę wskazaną ilość energii, jaką można za jego pośrednictwem uzyskać, wykorzystanie ostatnich z wymienionych nie znajduje ekonomicznego uzasadnienia i to z dużą dozą prawdopodo-

³⁰² Hydrogen Fuel Cars 1807–1986, https://www.hydrogencarsnow.com/index.php/1807-1986/#google_vignette

³⁰³ L.W. Jones, *Toward a liquid hydrogen fuel economy*, „University of Michigan Engineering Technical Report UMR2320”, 13 marca 1970, s. 7 – 9, <https://deepblue.lib.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/5800/bac5758.0001.001.pdf?sequence=5&isAllowed=y> [dostęp: 11.09.2024].

³⁰⁴ 180 MJ – R. Bartnik, A. Hnydiuk-Stefan, *Analiza ekonomiczna jednostkowych kosztów produkcji elektryczności w różnych technologiach jej wytwarzania*, „Energetyka” 2016, 5, s. 261.

bieństwa nie zmieni się w dającej się określić perspektywie czasowej, gdyż posiadają znacznie niższy potencjał energetyczny³⁰⁵. Bilans dodatni bowiem byłby tylko wtedy, kiedy sam proces elektrolizy pochłaniałby mniej niż eksponowane 33 kWh na kilogram produkowanego wodoru, czyli poniżej poziomu, który możemy z niego uzyskać. Zgodnie z istniejącym stanem wiedzy, nie jest to możliwe, jak już wspomniano.

Zgoła odmiennie przedstawia się sytuacja w przypadku zasilania elektrolizerów z odnawialnych źródeł energii. Oczywiście podstawowe parametry, a więc energochłonność samego procesu i związane z nią zużycie energii elektrycznej pozostają w praktyce niezmiennie. Dyferencje odnosić mogą się jedynie do efektywności samego urządzenia, lecz nie dotyczą fundamentalnych zasad, na jakich on zachodzi. Bilans nadal będzie ujemny. Rzecz dotyczy jednakże zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej pojawiających się w związku z nadprodukcją w porach dnia szczególnie słonecznych czy też wietrznych. Nierzadko nakładają się one na siebie. Są to częste zdarzenia, których prognozowanie niemal do ostatniej chwili obarczone jest poważnym ryzykiem błędu. Stąd też trudno do takich wzrostów dostosować podaż. W konsekwencji operatorzy sieci mają poważny problem z odbiorem i wykorzystaniem tej energii. Chronią ją przed przeciążeniem, nie przyjmując jej lub w najlepszym przypadku poszukując ujścia dla niej, uruchamiają możliwe odbiorniki. Włączone oświetlenie w letnie popołudnie jest tego przykładem. W takich okolicznościach efektywność elektrolizerów schodzi na plan dalszy, jeśli mogą one wykorzystywać wspomnianą nadpodaż. Każda kilowatogodzina zmagazynowana w wygenerowanym z niej wodorze stanowi wartość dodaną. Korzyści z tego płynące przekładają się z jednej strony na powstanie nowych mocy wytwórczych i możliwością dodatkowego zasilania w porach wzmożonego popytu na energię elektryczną pochodzącą z użycia go jako paliwa, a z drugiej z odciążenia sieci elektroenergetycznej przez zagospodarowanie nadmienianych jej nadwyżek. Ich destruktywny charakter odzwierciedla się w wielu aspektach, chociaż-

³⁰⁵ Oczywiście można tu wskazać stałe czy też kompozytowe materiały pędne wykorzystywane jako paliwo raketowe, a zawierające składowe kopaliny, lecz trudno o ich powszechne zastosowanie w sektorze energetycznym. G. Rarata, P. Surmacz, *Współczesne stałe raketowe materiały pędne*, „Prace Instytutu Lotnictwa” R. 2009, t. 7 (202), s. 114–115.

by przez zużycia, a tym samym krótszą żywotność wspomnianych lamp ulicznych, awarie sprzętu wynikające ze zbyt wysokiego napięcia w instalacjach odbiorców i włączeniach z tego samego powodu przydomowych mikroinstalacji fotowoltaicznych oraz wiatrowych etc.

Można przyjąć założenie, zgodnie z którym wykorzystanie elektrolizy do produkcji wodoru nie znajduje tak energetycznego, jak i ekonomicznego uzasadnienia. W jednym i drugim przypadku akceptowalne jest wyłącznie wtedy, kiedy wykorzystywane jest do tego celu zasilanie, dla którego nie ma innego zastosowania, a jego absorpcja służy odciążeniu sieci przesyłowych w porach zwiększonej produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych i elektrowni wiatrowych.

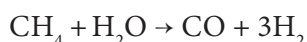
Pozyskiwanie wodoru z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii nie musi łączyć się z koniecznością wytwarzania elektryczności jako etapu pośredniego i sięganie po nią na następnym, by uzyskać pożądany efekt finalny. Takim rozwiązaniem jest fotoliza. Wykorzystuje się w niej emitowane przez słońce promieniowanie świetlne do rozkładu wody na wodór i tlen. Jest to perspektywiczne rozwiązanie, niemniej sama technologia znajduje się w fazie badań laboratoryjnych dotyczących efektywności samego procesu, stąd też jej powszechne zastosowanie na skalę przemysłową nie wydaje się prawdopodobne w trzeciej dekadzie XXI wieku.

Perspektywnym kierunkiem badań nad związanym z możliwościami pozyskania wodoru są metody wykorzystania do tego celu wybranych szczepów bakterii. Niektóre mikroorganizmy mają zdolność do produkcji wodoru w procesie fermentacji. Chociaż ta metoda znajduje się nadal w fazie badawczej, to już znajduje zastosowanie produkcyjne. Źródłem zaopatrzenia jest tu nie tylko biomasa, lecz także odpady komunalne.

Tymczasowym rozwiązaniem jest uzyskiwanie wodoru z paliw kopalnych, takich jak gaz ziemny czy ropa naftowa. Wśród służących temu metod, które mają ogromny potencjał ku temu, by znaleźć zastosowanie w skali przemysłowej, zalicza się termoliza. W dużym uproszeniu polega ona na zastosowaniu wysokich temperatur do dekompozycji związków chemicznych, takich jak metan, na wodór i węgiel. Ograniczenia technologiczne i implikujące się z nimi bariery związane z kosztami produkcji oraz bilansem finansowym i energetycznym procesu wykorzystania wodoru są najpoważniejszym wyzwaniem na drodze jej powszechnego stosowania. Podobnie jak i w poprzednio omawianym przypadku fotolizy, nie nastąpi

to w najbliższych dwóch – trzech latach, chociaż tu stan zaawansowania mający swe odzwierciedlenie w popularności prowadzonych przez ośrodki naukowe prac nad nią należałoby uznać za daleko bardziej zaawansowany.

Najpopularniejszą formą pozyskiwania wodoru pozostaje reforming metanu. Jest to prosty proces (steam methane reforming, dalej: SMR), w którym metan reaguje z parą wodną, prowadząc do uzyskania wodoru i tlenku węgla.

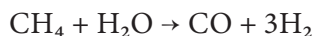


Ze względu na swoją efektywność i konkurencyjność ekonomiczną jest stosowany w produkcji przemysłowej. W zakresie komercyjnie technologii pozyskiwania wodoru z metanu wyróżnić należy: proces częściowego utleniania (POX – partial oxidation lub CPOX – catalitical partial oxidation), który łączy obie wyżej wymienione metody, a także reforming autotermiczny (ATR – autothermal reforming), katalityczną dehydrogenację, pirolizę oraz elektrolizę³⁰⁶. Dodatkowo, w różnym stadium rozwoju znajdują się procesy fotokatalityczne, reforming plazmowy, reaktory membranowe oraz procesy biologiczne. Wszystkie te technologie reprezentują różnorodne podejścia do produkcji wodoru z gazu ziemnego, a ich stopień zaawansowania jest zróżnicowany³⁰⁷.

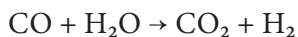
Istotne znaczenie w kontekście poszukiwań nośnika wodoru, umożliwiającego pozyskanie pierwiastka w procesach przemysłowych, ma wodorowęglan. Jest on uzyskiwany poprzez przetwarzanie gazu kokschemicznego, powstaje jako produkt uboczny w trakcie wytwarzania koksu. Samo pozyskanie wodoru tą drogą to cykl działań, który łączy oczyszczanie gazu, reforming parowy i reakcję przesunięcia równowagi wodnej. W pierwszym etapie gaz koksowniczy, zawierający głównie wodór, metan (CH₄) i tlenek węgla (CO), jest oczyszczany z zanieczyszczeń. Następnie w procesie reformingu parowego metan reaguje z parą wodną (H₂O) w obecności katalizatora, zazwyczaj na bazie niklu, dając wodór (H₂) i tlenek węgla:

³⁰⁶ Ma, Ruoshui, Bang Xu, Xiao Zhang, *Catalytic partial oxidation (CPOX) of natural gas and renewable hydrocarbons/oxygenated hydrocarbons — A review*, "Catalysis Today" 2019, 338, s. 19–20, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0920586118316237> [dostęp: 11.09.2024].

³⁰⁷ T. Chmielak, *Wodór w energetyce*, „Magazyn Polskiej Nauki” 2021, 1/65, s. 75.



W kolejnym kroku reakcja przesunięcia równowagi wodnej (WGS) przekształca CO i H₂O w CO₂ i dodatkowy H₂:



Ostatnim etapem jest wydzielenie wodoru, zazwyczaj przy użyciu technologii adsorpcji zmiennociśnieniowej (PSA). Proces ten wykorzystuje potencjał odpadowego gazu koksowniczego i przyczynia się do efektywności energetycznej i zrównoważonego wykorzystania zasobów. Eksponowana rola wskazanej metody wynika z przemysłowego charakteru jej wykorzystania³⁰⁸.

Kluczowe znaczenie w omawianym kontekście pozyskiwania wodoru przypisać należy nie tylko nakładom energetycznym w samym procesie tożsamym z jego efektywnością, lecz także kosztom finansowym produkcji. Biorąc pod uwagę najnowsze wyniki badań z instalacji demonstracyjnych oraz zakładając szerokie rozpowszechnienie nowoczesnych technologii, według prognoz do 2030 roku cena wytworzenia wodoru metodą elektrolizy, zasilanej energią elektryczną z sieci, osiągnie w Europie poziom 4,84 USD za kilogram H₂. Są to niezwykle optymistyczne szacunki. Zgodnie z nimi będzie to możliwe przy założeniu kosztu emisji ditlenku węgla na poziomie 40 USD za tonę³⁰⁹. Wiosną 2023 roku było to ponad 16 USD w pierwszym przypadku i ponad 70 USD w drugim³¹⁰. Conditio sine qua non tak korzystnych perspektyw pozostaje zwielokrotnienie mocy zainstalowanej w energetyce odnawialnej na Starym Kontynencie i wykorzystanie jej elektrolizy w okresach nadwyżek produkcyjnych. Wodór w tym ujęciu sprowadzony jest do roli magazynu energii, w którym składowana jest ona po to, by nie trafiła bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, doprowadzając do jej przeciążenia. W perspektywie zastosowania nadmienionego źródła zasilania, cena pozyskania wodoru miałaby spaść do 2030 roku do niespełna 3 USD za kilogram H₂, przy kursie megawatogodziny pochodzącej z OZE na poziomie 40 USD.

³⁰⁸ *Ibidem*.

³⁰⁹ *Ibidem*, s. 77.

³¹⁰ Tak niskich cen uprawnień do emisji CO₂ w tym roku jeszcze nie było, <https://www.wnp.pl/energetyka/tak-niskich-cen-uprawnien-do-emisji-co2-w-tym-roku-jeszcze-nie-bylo,774233.html> [dostęp: 11.09.2024].

Należy przyjąć go jako barierę opłacalności dla wykorzystania skały przemysłową elektrolizy. Byłaby ona konkurencyjna w stosunku do metody reformingu parowego gazu ziemnego, koszty uprawnień do emisji ditlenku węgla nie powinny przekroczyć 50 USD za tonę.

Problem obecności CO₂ jako produktu ubocznego w działaniach związanych z pozyskaniem wodoru rzutuje nie tylko na otoczenie przyrodnicze, ale, jak już wspomniano, pozostaje istotnym czynnikiem opłacalności służących temu wysiłków. W technikach opartych na wykorzystaniu surowców i źródeł energii nieodnawialnych, gdzie stosuje się CCUS³¹¹ (w przypadku zgazowania węgla z zastosowaniem CCUS³¹² emisja wynosi około 2 kg CO₂ na kg H₂, a w procesie reformingu metanu – około 1 kg CO₂ na kg H₂, przy założeniu 90% skuteczności wychwytu CO₂), produkuje się wodór. Procesy elektrolityczne, wykorzystujące do generacji wodoru energię elektryczną pochodzącą z sieci, charakteryzują się znaczną emisją ditlenku węgla. W przypadku wykorzystania technologii opartych na gazie ziemnym, sięga ona około 18 kg CO₂ na kg H₂, natomiast przy użyciu węglowych – nawet do 40 kg CO₂ na kg H₂³¹³. Wysokie koszty sprzętu i energii potrzebnej do sekwestracji, sprężania i transportu CO₂ stanowią kluczowe przeszkody na drodze popularyzacji tych technologii. Problematyczne są również kwestie przechowywania ditlenku węgla, w tym ryzyko związane z aktywnością sejsmiczną i możliwymi wyciekami³¹⁴.

³¹¹ CCUS to skrót od angielskiego „Carbon Capture, Utilization, and Storage”.

³¹² Podobnie rzecz ma się z technologiami CCS (skrót od angielskiego Carbon Capture and Storage) i CCU (skrót od angielskiego Carbon Capture and Utilization). Różnią się one głównie w zakresie postępowania z wychwyconym CO₂. CCS koncentruje się na długoterminowym składowaniu, mającym na celu zapobieganie emisji CO₂ do atmosfery, natomiast CCU kładzie nacisk na wykorzystanie CO₂ jako surowca w różnych procesach przemysłowych, co może prowadzić do jego czasowego lub trwałego unieszkodliwienia. Obie technologie są uważane za ważne narzędzia w walce z globalnym ociepleniem, pomagając w redukcji emisji CO₂ z przemysłowych źródeł emisji. Jednak każda z nich ma swoje wyzwania, takie jak koszty, efektywność technologii oraz kwestie związane z długoterminowym bezpieczeństwem i stabilnością przechowywania CO₂.

³¹³ T. Chmielak, *Wodór...*, *op.cit.*, s. 77.

³¹⁴ Rosnące ceny gazu ziemnego dodatkowo podważają opłacalność niebieskiego wodoru. Choć technologia CCS/CCU jest szeroko dyskutowana od blisko 50 lat, jej zastosowanie w ograniczaniu emisji jest marginalne. Produkcja niebieskiego

Ekspozowany kontekst uzależniający ekonomiczny sens pozyskania wodoru od rynkowych notowań energii elektrycznej pozostaje jednym z najpoważniejszych zagrożeń dla służących temu inicjatyw i inwestycji. Fluktuacje cen, zwłaszcza z odnawialnych źródeł energii, pozostaną jednym z podstawowych czynników rzutujących na koszt elektrolizy, a tym samym finalnie i na to, ile będzie kosztowało wytworzenie wodoru. Wysokie notowania mogą zniweczyć prognozy dotyczące spadku kosztów produkcji do wspomnianych 3 USD za kg.

Potencjalną barierą w rozwoju technologii wodorowych w Polsce może okazać się konieczność wymiany przestarzałych bloków, linii przesyłowych etc. Nie wydaje się, by w obliczu ogromnych kosztów związanych z tymi przedsięwzięciami znalazły się środki finansowe na inwestycje na skalę przemysłową w rozwiązania, które dotąd nie były rentowne. Dotyczy to tak budżetu państwa, jak i rynku i obecnych na nim podmiotów branżowych. Konieczność zastępowania starych urządzeń wytwórczych w elektrowniach, budowa nowych zasilanych OZE o mocy zainstalowanej wielokrotnie wyższej niż obecnych dotąd konwencjonalnych wykorzystujących surowce kopalne i rozbudowa oraz dostosowanie do nich sieci elektroenergetycznych mogą uchodzić za wyzwanie, które zostanie potraktowane priorytetowo przez administrację i podmioty biznesowe, co też jest merytorycznie zasadne.

Kolejną istotną przeszkodą na drodze upowszechnienia energetyki wodorowej jest technologiczny progres w dziedzinie OZE oraz infrastruktury do magazynowania energii. Prognozy oparte na założeniu znaczącego wzrostu mocy zainstalowanych w energetyce odnawialnej mogą okazać się nierealne, jeśli rozwój innowacyjnych rozwiązań w tym obszarze nie będzie postępować z oczekiwaną szybkością.

Ponadto, potencjalne utrudnienia niosą za sobą zmiany w polityce klimatycznej. Fundamentalnego znaczenia nabierają tu regulacje dotyczące emisji ditlenku węgla. Jeśli ceny za jego emisję znacząco wzrosną lub zostaną wprowadzone nowe restrykcje, to będzie to rzutować na ekono-

wodoru miała być rozwiązaniem przejściowym do osiągnięcia pełnej konkurencyjności zielonego wodoru, lecz obecne wyzwania stawiają ten scenariusz pod znakiem zapytania. Por. Wodór zielony, niebieski, szary. Wszystkie kolory wodoru, https://www.ey.com/pl_pl/climate-change-sustainability-services/wodor-zielony-niebieski-szary-wszystkie-kolory-wodoru [dostęp: 20.06.2024].

miczną opłacalność produkcji wodoru, szczególnie w metodach związanych z użyciem paliw kopalnych i technologii CCUS.

Wśród pozostałych okoliczności, które mogą przyczynić się do spowolnienia prac nad pozyskaniem wodoru i wykorzystaniem go w energetyce, wspomnieć należy o stabilności gospodarczej i politycznej oraz akceptacji społecznej dla tych rozwiązań. Tak pierwsze, jak i drugie są niezbędne dla zaistnienia klimatu inwestycyjnego związanego z towarzyszącymi im technologiami.

Zapotrzebowanie polityczne wynikające z działań na rzecz ochrony klimatu przyczyniły się do tworzenia podziału wodoru. Kwantyfikatorem przynależności do poszczególnych rodzajów stało się źródło jego pochodzenia. I tak:

- biały wodór – pozyskany z naturalnych źródeł geologicznych,
- brązowy wodór – produkowany w rezultacie gazyfikacji węgla brunatnego,
- czarny wodór – pochodzący z gazyfikacji węgla kamiennego,
- fioletowy wodór – pozyskiwany jest poprzez elektrolizę wody z wykorzystaniem energii elektrycznej generowanej w elektrowniach jądrowych,
- niebieski wodór – powstaje w procesach wykorzystujących paliwa kopalne, uzupełnione o technologie sekwestracji ditlenku węgla,
- szary wodór – jest produktem powstałym w wyniku reformingu gazu ziemnego lub węglowodorów wydzielonych w procesie rafinacji ropy naftowej,
- turkusowy wodór – wytwarzany przez pirolizę metanu lub jako produkt docelowy procesu recyklingowego tworzyw sztucznych,
- zielony wodór – powstaje poprzez elektrolizę wody, przy użyciu energii elektrycznej generowanej z odnawialnych źródeł energii,
- żółty wodór – wytwarzany poprzez elektrolizę wody z promieniowania słonecznego dzięki fotolizie. Uznawany jest za jeden z podtypów zielonego wodoru.

3

Dostawcy i odbiorcy energii pierwotnej – stan obecny i perspektywy

3.1. Produkcja

3.1.1. Gaz ziemny

Ponad połowa z nich usytuowana jest na terenach Rosji, Iranu i Kataru. Każde z tych trzech państw znajduje się w większej lub mniejszej izolacji gospodarczej i musi radzić sobie z embargami handlowymi nakładanymi przez innych członków wspólnoty międzynarodowej. Potencjalnie najpoważniejszym problemem są sankcje amerykańskie, które w dużej mierze koncentrują się właśnie na branży wydobywczej. Niosą za sobą ograniczenia w realizacji inwestycji z podmiotami kooperującymi obecnymi za oceanem od pozyskania środków finansowych po transfer technologii. Ich skuteczność przyczynia się do mniejszej, niż oceniana na podstawie rezerw naturalnych, produkcji gazu w Rosji i Iranie oraz pośrednio w Turkmenistanie i Kazachstanie, a co za tym idzie również globalnej podaży gazu ziemnego.

W przypadku Iranu problem nigdy nie znalazł swego odzwierciedlenia na rynkach. Restrykcje trwają bowiem nieprzerwanie od niemalże pół wieku. W końcu lat 70., gdy je nakładano, gaz ziemny funkcjonował niemal wyłącznie w naturalnej postaci za sprawą rurociągów przesyłowych. W kontekście lokalizacji Iranu jego przesył do państw sąsiednich nie miał ekonomicznej racji bytu. Surowiec występował w całym regio-

zbrojnych. Ich ustanie uwolni zamrożony tu potencjał i da gospodarce silny impuls rozwojowy. Oznacza to także niższą podaż gazu z Rosji.

Zachodnie sankcje związane z działaniami rosyjskich wojsk na Ukrainie dotyczące importu gazu ziemnego przyczyniają się także do zmniejszenia eksportu surowca przez Kazachstan i Turkmenistan. Rosja reeksportowała bowiem część tamtejszego wydobycia. Poprzez magistrale należące i kontrolowane przez Gazprom trafiało ono do państw UE.

Każde z tych państw odnotowało zarazem niewielki w 2022 roku spadek wydobycia. W Kazachstanie wyniósł on 0,7 mld m³, natomiast w Turkmenistanie 1 mld m³. Był on, jak już wspomniano, nieznaczny. Nie mniej nałożył się na wzrost konsumpcji gazu ziemnego w obu tych państwach. Rosnący popyt w miejscowych gospodarkach, przepleciony przez konieczność zagospodarowania niedającego się wyeksportować surowca, niósł za sobą niższą jego podaż na rynki zewnętrzne.

W przypadku Kazachstanu można wskazywać stały trend. Od 2017 roku, kiedy to wydobycie sięgało niemal 40 mld m³, sukcesywnie spadało aż do poziomu 26 mld m³, przyczyną tego stanu rzeczy nie było wyczerpywanie stanu rezerw naturalnych, gdyż te przekraczają 2,3 bln m³³¹⁷ i nawet przy wspomnianym rekordowym wydobyciu 40 mld m³ pozwalałoby na swobodną eksploatację złóż przez następnych 65 lat. Podstawową barierą pozostawały niezmiennie kwestie logistyczne i problem z wywozem surowca. Potrzeby wewnętrzne tego państwa nie przekraczają 17 mld m³³¹⁸. Potencjał przesyłowy magistral gazociągu do Chin wynosi 5 mld m³. Do czasu powstania nowych magistral na południe czy też na zachód przez Morze Kaspijskie tranzyt surowca przez terytorium Rosji jest jedyną możliwością sprzedaży jego nadwyżek. Nałożone na Gazprom sankcje zamykają rynki przed produkcją Kazachstanu, którego wydobycie dostosowane zostało do możliwości wywozowych. Oznacza to nawet do kilkudziesięciu mld m³ w obrocie, nie wydaje się bowiem, by wielkości uzyskiwane w 2017 roku stanowiły nieprzekraczalną barierę ilościową dla upstreamu w tym państwie.

³¹⁷ BP Statistical Review 2021, s. 34.

³¹⁸ Газовая промышленность, <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/activities/4905?lang=ru>

W zbliżony sposób, chociaż na mniejszą skalę, problem ten dotyka także Uzbekistanu. Podobnie jak Kazachstan przesyłał część własnej produkcji do Rosji, która je reeksportowała na Zachód. Dysponując wprawdzie trzykrotnie mniejszymi rezerwami naturalnymi niż sąsiedni Kazachstan, utrzymywał wydobycie na poziomie znacząco przekraczającym 50 mld m³. W 2028 roku było to 58,3 mld m³ przy własnej konsumpcji 44,8 mld m³³¹⁹. Oznaczało to ponad 13 mld m³ nadwyżki, która sprzedana na zewnątrz stanowiła ważne źródło przychodu Uzbekistanu. W 2022 roku przy ograniczeniu możliwości wywozowych produkcja wyniosła 48,9 mld m³, co przy podniesieniu zużycia własnego do 48,2 mld m³ wykluczyło eksport. Wydobywano wyłącznie na potrzeby własne.

Sankcje wprowadzone na Rosję odbiły się reperkusjami także wśród innych producentów z regionu Azji Centralnej. Wymusiły obniżenie produkcji w Turkmenistanie, Kazachstanie i Uzbekistanie. Włączywszy w to ubytek surowca na rynku, związany z częściową absencją Rosji, spadek gazu ziemnego jest powszechnie odczuwalny.

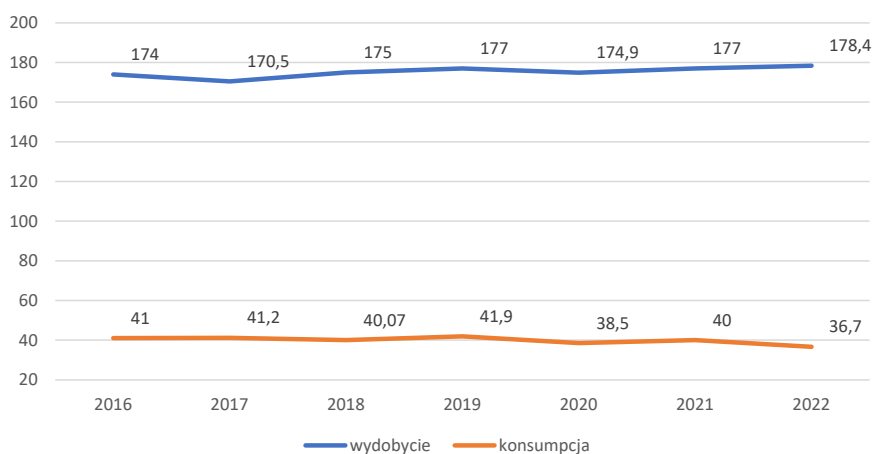
Pośrednim beneficjentem embarga na zakup gazu ziemnego z Rosji stał się Katar. Zysk nie wynika bynajmniej z pośrednictwa handlowego, jakiego się podjął, ułatwiając omijanie klientom Gazpromu ograniczeń sprzedażowych, chociaż i te przynosiły wymierne korzyści. Kluczową sprawą pozostawało wydatne ograniczenie możliwości powrotu sankcji zniesionych po długich negocjacjach w 2021 roku, jakimi sam został obłożony cztery lata wcześniej³²⁰. Po nałożeniu embarga na zakup tego

³¹⁹ BP Statistical Review of World Energy 2023, s. 30 i 32.

³²⁰ Sankcje handlowe nałożone na Katar zostały zapoczątkowane głównie w 2017 roku przez Arabię Saudyjską, Zjednoczone Emiraty Arabskie (ZEA), Egipt i Bahrajn. Państwa te oskarżyły Katar o finansowanie grup ekstremistycznych, co doprowadziło do zerwania z nim stosunków dyplomatycznych i handlowych. W wyniku tego nałożono znaczne ograniczenia na transport morski, handel i związane z nimi finanse i ubezpieczenia. Wywarły one istotny wpływ na handel energią, biorąc pod uwagę znaczącą rolę Kataru jako głównego eksportera ropy naftowej i skroplonego gazu ziemnego, a także obecność największego na świecie kompleksu skroplonego gazu ziemnego w Ras Laffan w Katarze. Wspomniane kraje zakazały również wszelkiego ruchu lądowego, morskiego i powietrznego z Katarą oraz wprowadziły zakazy dotyczące katarskich przewoźników, statków i ładunków. Na przykład Arabia Saudyjska, Egipt i ZEA nałożyły ograniczenia na statki z flagą katarską lub należące do Kataru, zabraniając im wstępu na ich wody terytorialne lub zawijania do ich portów. Zakaz ten dotyczył również

surowca od Rosji stał się on ogniwem niezbędnym do zaopatrzenia światowego rynku w to paliwo. Nie sposób nawet wyobrazić sobie sytuacji, w której i on zmuszony zostaje do redukcji eksportu.

Jak wspomniano, Katar wyróżnia się na tle Iranu, który większość wydobywanych surowców zużywa sam, dzięki imponującej nadwyżce wydobycia. Ten kraj jest drugim po Rosji najważniejszym eksporterem, głównie w formie skroplonego gazu ziemnego (LNG). Z nadwyżką eksportową na poziomie oscylującym wokół 140 mld m³ odgrywa kluczową rolę w zakresie stabilizacji światowego rynku. Głównymi odbiorcami katarskiego LNG są Japonia, Indie, Chiny oraz Korea Południowa³²¹. Od



Rys. 3.2. Wydobycie i konsumpcja gazu ziemnego w Katarze w latach 2016–2022 (w mld m³)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych BP, BP Statistical Review of World Energy 2023, s. 30 i 32.

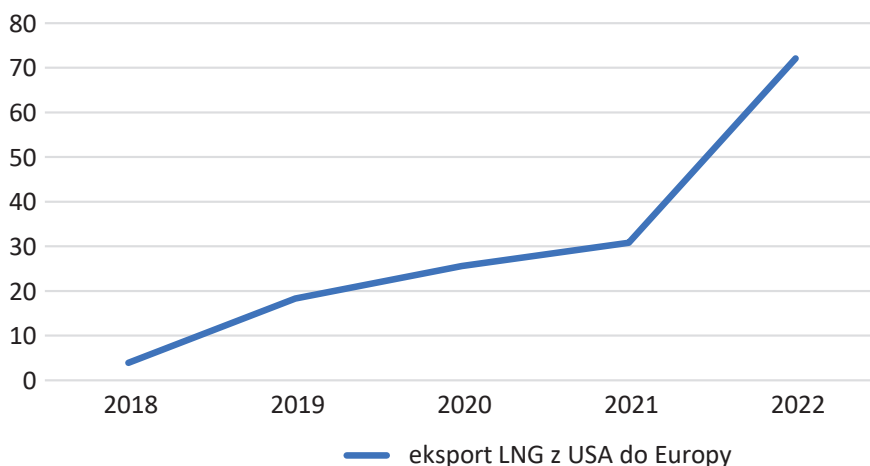
ładunków z portów katarskich, które nie miały pozwolenia na rozładunek. ZEA ogłosiły zakazy dotyczące statków z flagą katarską oraz tych, które zmierzały do Kataru lub opuszczały katarskie porty, zabraniając im zawijania do portu Fujairah i innych portów ZEA. Działania te wywarły znaczący wpływ na logistykę tras tankowców LNG i statków zaopatrzeniowych oraz bunkrowania się statków zmierzających do Kataru lub pochodzących z Kataru. W 2021 roku nominalnie zakończyło je podpisanie deklaracji w Al-Ula, I. Siddell, M. Igbal, B. Dackiw, S. Safar-Aly, J. Slim, *Signing of the “Al-Ula Declaration” ending trade and other restrictions against Qatar*, <https://sanctionsnews.bakermckenzie.com/lifting-of-restrictions-with-qatar-what-you-need-to-know/>

³²¹ BP Statistical Review 2019, s. 39.

momentu zniszczenia rurociągu Nord Stream i bojkotu przez państwa UE zakupu surowca dostarczanego rurociągami z Rosji stał się ważnym źródłem zaopatrzenia dla tej części świata. W 2022 roku skierował tu 28 mld m³ ³²².

W tym obszarze rywalizuje z amerykańskimi producentami, którzy w analogicznym czasie dostarczyli na Stary Kontynent 72,1 mld m³ gazu. Dla porównania jeszcze rok wcześniej było to 30,8 mld m³. Ekspansja amerykańskiego LNG jest wyraźna, a progres, w jakim zachodzi, imponujący.

Stany Zjednoczone są niezwykle interesującym przypadkiem w kontekście zaopatrzenia światowych rynków. W przeciwieństwie do omawianej trójki dysponentów największymi zasobami naturalnymi: Rosji, Iranu i Kataru, rezerwy tego państwa są bardzo ograniczone w stosunku do wielkości wydobycia. Wynoszą one w zależności od źródła informacji od 12,6 bm³ ³²³ do 13 bm³ ³²⁴. Przy rocznej produkcji sięgającej 978,6 mld m³ rezerwy te pozwolą na korzystanie z nich przez 12–13 lat.



Rys. 3.3. Eksport LNG do Europy (w mld m³)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych BP, BP Statistical Review of World Energy 2018, 2019, 2020, 2021, 2022.

³²² BP Statistical Review of World Energy 2023, s. 37.

³²³ BP Statistical Review 2021, s. 34.

³²⁴ <https://www.cia.gov/the-world-factbook/field/natural-gas/>

W przypadku branży oil&gas jest to czas, który umożliwia korzystanie jedynie z istniejących projektów bądź rozpoczętych już inwestycji. Nie wydaje się, by wiązano przyszłość z lokalnym wydobywaniem. Jednoznacznie kojarzona jest ona z produkcją LNG i jego eksportem czy, precyzyjniej to ujmując, reeksportem. Potwierdzeniem tego stanu rzeczy są zawierane z odbiorcami kontrakty na skraplanie gazu, które obowiązują do lat 40. XXI wieku. Przykładem jest tu Polska i nadmienione już jej umowy z amerykańskimi spółkami wyspecjalizowanymi w takiej usłudze. Z dużą dozą prawdopodobieństwa świadczenie ich przy braku możliwości zaopatrzenia w rodzimy surowiec możliwe będzie dzięki zasobom sąsiedniej Kanady. Dysponuje ona wprawdzie sześciokrotnie mniejszymi rezerwami naturalnymi, ale też ponad ośmiokrotnie niższą konsumpcją własną. To już da jej nadwyżkę eksportową na poziomie ponad 60 mld m³. Nie wydaje się, by mogła ona ulec obniżeniu ze względu na zapotrzebowanie miejscowej gospodarki czy społeczeństwa, które i tak może uchodzić za niezwykle wysokie.

Za symptom nadchodzących zmian związanych z rosnącą pozycją reeksportu pochodzącego z Kanady gazu ziemnego można uznać przesunięcie centrum produkcji gazu ziemnego, a wraz z nim jego redystrybucyjnych na północ. Już w 2015 roku można było zauważyć pewną prawidłowość, zgodnie z którą ceny gazu na północy były znacząco niższe niż na południu i zachodzie USA, głównie z powodu ograniczeń w transporcie gazu³²⁵. W raportach analitycznych przyjmuje się ten stan jako przejściowy³²⁶. Nie wydaje się bowiem możliwe, by dało się utrzymać odległe od siebie miejsca produkcji i dystrybucji długoterminowo.

³²⁵ Na przykład, wiosną 2015 roku cena na Henry Hub wynosiła około 2,5 USD za MMBTU, podczas gdy indeks Natural Gas-Dominion (Appalachia)-Inside Ferc wskazywał cenę 1,34 USD za MMBTU, a liczba transakcji była tam wyższa. Henry Hub zaczął służyć jako wskaźnik cenowy, pokazując ceny, po których podmioty z południa USA (zajmujące się skraplaniem gazu i eksportem LNG) kupują gaz z północy lub północnego zachodu kraju. P. Syczyński, *Kontrakt na 24 lata versus PEP 2040* (maszynopis Poznań 2020, Konferencja Rynki surowców i energii), s. 12.

³²⁶ B.G. Leach, B. Schlesinger, *Is Henry Hub Still Relevant in the Changing North American Gas Market?*, <https://www.gasstrategies.com/information-services/lng-business-review/henry-hub-still-relevant-changing-north-american-gas-market>

Z dużą dozą prawdopodobieństwa zostaną one ze sobą zintegrowane, co stanie się zgodnie z przedstawionymi już sugestiami kosztem ośrodków południowych.

Z wolna zmiany te zaczynają znajdować swoje odzwierciedlenie na rynku. W 2018 roku indeksy cenowe w Kanadzie wskazywały ceny w przedziale 1–1,2 USD za MMBTU. Wynikało to z nadwyżki gazu u kanadyjskich producentów, którzy mieli ograniczoną możliwość eksportu (powyżej limitu około 60 mld m³ rocznie)³²⁷. Limity transferowe wynikające z ograniczeń logistycznych miały swoje wymierne reperkusje w postaci obserwowanego od końca 2017 roku wzrostu cen gazu w północno-wschodniej części USA, co było związane z rozwojem przemysłu i nowymi odbiorcami gazu, a także z budową nowych gazociągów do jego transportu³²⁸. Lokalni dystrybutorzy wykorzystywali czas do terminu oddania tych rurociągów, by zyskać możliwie jak najwięcej na dotychczasowych warunkach.

Zwraca uwagę rosnąca konsumpcja gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych. Od 2012 roku podnosiła się ona przeciętnie o 2,5% rocznie, zaczynając od 681 mld m³, a kończąc na 881 mld m³ w 2022 roku. Oznacza to wzrost zużycia o niemal 200 mld m³. Biorąc pod uwagę dotychczasowy progres i prognozy gospodarcze, z ogromną dozą prawdopodobieństwa państwo to, będące obecnie jednym z 10 największych dysponentów rezerw gazu ziemnego, jeszcze przed końcem trzeciej dekady XXI wieku zmuszone zostanie do importu tego surowca dla własnych potrzeb. Zużycie własne w 2022 roku po raz pierwszy z wynikiem 881,2 otarło się o granicę 900 mld m³³²⁹, natomiast nadwyżka produkcji po raz pierwszy spadła poniżej 100 mld m³, co przy wzroście wewnętrznego popytu r/r na poziomie 50 mld m³ nie czyni Stanów Zjednoczonych perspektywnym źródłem zaopatrzenia rynków.

³²⁷ Ograniczenie to nie wynikało już z kwestii gazociągów, ale z rozwoju wydobycia gazu w regionie Marcellus-Utica, co ograniczało dostęp kanadyjskich producentów do niektórych segmentów rynku, w tym do wschodnich stanów USA.

³²⁸ Na przykład, w grudniu 2017 roku indeksy cenowe w rejonie Marcellus-Utica, czyli północnego obszaru wydobycia gazu łupkowego, wynosiły: Tennessee Zone 4 – 2,29 USD/MMBTU, Leidy Receipts – 2,39 USD/MMBTU i Dominion Appalachia – 2,50 USD/MMBTU. Dla porównania, w kwietniu 2016 roku te same indeksy kształtowały się na poziomie około 1,1–1,3 USD za MMBTU.

³²⁹ BP Statistical Review of World Energy 2023, s. 30 i 32.

3.1.2. Ropa naftowa

Grono największych producentów ropy naftowej od lat się nie zmienia się. Skład pierwszej trójki pozostaje stały od dekad. Do połowy drugiej dekady XXI wieku zachodziły jeszcze przetasowania w tej kolejności. Od 2017 roku uległa ona zamrożeniu. Pozycję niekwestionowanego lidera dzierżą Stany Zjednoczone, które pozyskują ponad 5 mln baryłek więcej niż Arabia Saudyjska czy Federacja Rosyjska.

Tab. 3.2. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w mln baryłek dziennie

| Państwo | Produkcja | Konsumpcja | Bilans |
|--------------------|-----------|------------|----------|
| Stany Zjednoczone | 17 770 | 20 280 | - 2 510 |
| Arabia Saudyjska | 12 136 | 3 876 | 8 260 |
| Federacja Rosyjska | 11 202 | 3 580 | 7 622 |
| Kanada | 5 576 | 2 352 | 3 224 |
| Irak | 4 520 | 772 | 3 748 |
| ChRL | 4 111 | 14 370 | - 10 259 |
| ZEA | 4 020 | 1 126 | 2 894 |
| Iran | 3 822 | 1 912 | 1 910 |
| Brazylia | 3 107 | 3 158 | - 51 |
| Kuwejt | 3 028 | 431 | 2 597 |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP, BP Statistical Review of World Energy 2023, s. 30 i 32.

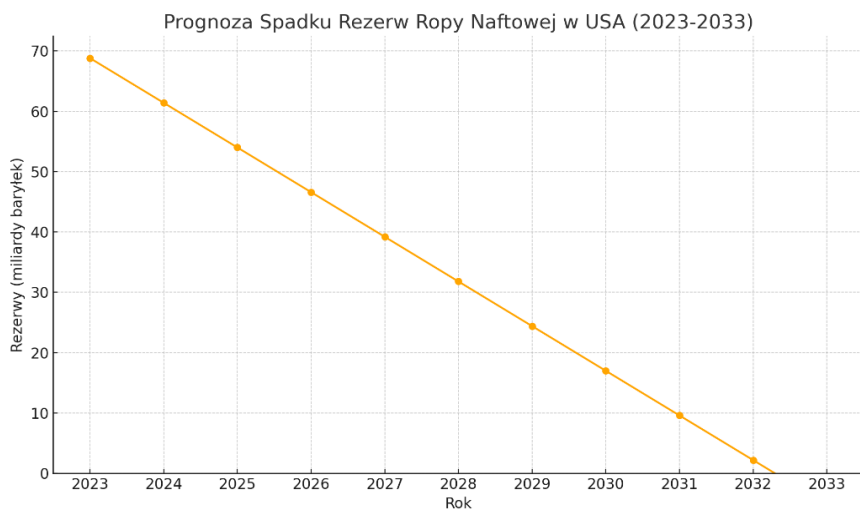
Nie wydaje się, by Stany Zjednoczone nie liczyły się z zagrożeniem, jakie niesie za sobą całkowite zdanie się na sprowadzanie surowca. Mając jednak pewne dane, zdecydowały się uwolnić eksport w grudniu 2015 roku, znosząc zakaz sprzedaży za granicę rodzimej produkcji³³⁰. Nie przyniosło to jednakże natychmiastowego efektu w postaci wzrostu wydobycia, co z jednej strony było odzwierciedleniem szeroko pojętej kondycji upstreamowej głównie w obszarze eksploatacyjnym, a z drugiej poziomu cen i konkurencji na światowych rynkach. Pierwsza z wymienionych okoliczności wynikała z przesilenia, które nastąpiło po ponad ośmiu latach systematycznego osiągnięcia rekordowych wyników przez amerykański sektor wydobywczy, oraz z obaw o tzw. psucie rynku spowodowane nad-

³³⁰ M. Paszkowski, *Analiza implikacji zniesionego przez Stany Zjednoczone Ameryki zakazu eksportu ropy naftowej*, „Polityka Energetyczna” 2017, t. 20, z. 1, s. 41–42.



Rys. 3.4. Stany Zjednoczone – produkcja dzienna (w mln baryłek)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych BP, BP Statistical Review 2012–2021.

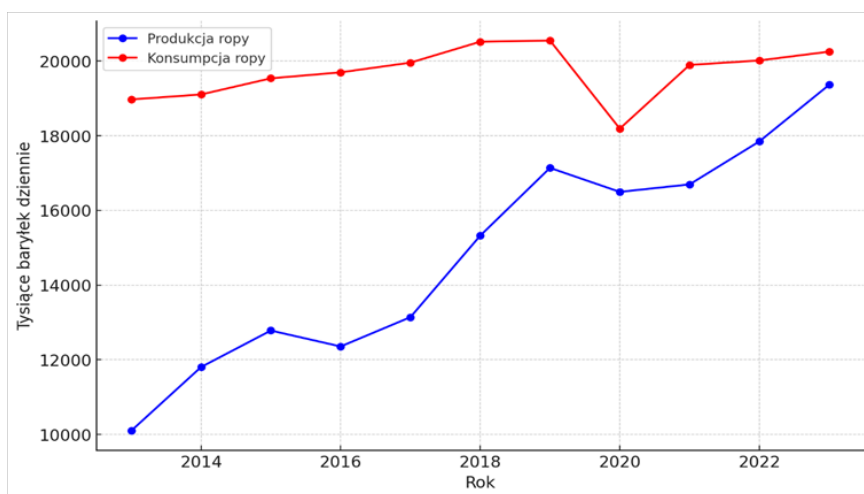


Rys. 3.5. Prognoza spadku rezerw ropy naftowej w Stanach Zjednoczonych 2023–2033

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych BP, BP Statistical Review 2012–2021.

wyżką ropy naftowej w obrocie. W 2016 roku produkcja nieznacznie obniżyła się w relacji r/r, ale od 2017 roku ponownie zaczęła się piąć w górę.

Trudno nawet zakładać, by nie były to planowane działania, a producenci wykorzystali zliberalizowane w połowie drugiej dekady XXI wieku przepisy wywozowe, by zdynamizować zyski. Postęp w procesie elektromobilności nie zachodził w tempie, które w jakiś znaczący sposób mogłoby godzić w interesy branży. Nadmieniane możliwości eksportowe nie ograniczały popytu do wewnętrznej konsumpcji, co stanowiło okoliczność neutralizującą potencjalne lęki dotyczące braku możliwości sprzedaży. Szczególnie mając na uwadze tak ograniczony stan rezerw.



Rys. 3.6. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Stanach Zjednoczonych w latach 2013–2023

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024, s. 21 i 25.

Zachowanie produkcji na poziomie zbliżonym do 18 mln baryłek dziennie musi skutkować koniecznością znalezienia alternatywnego źródła zaopatrzenia rodzimej gospodarki. Postawienie na odległy import znaną z Zatoki Perskiej byłby niezwykle ryzykownym posunięciem tak ze względów politycznych, jak i logistycznych. Kontekst posiłkowania się surowcem z Kanady jest rozwiązaniem, które wydaje się optymalne, lecz nie w dłuższej perspektywie czasowej. W bliskim otoczeniu Stanów Zjednoczonych jedynie Wenezuela mogłaby pozwolić skutecznie przetrwać,

jak wiele wskazuje, ostatnie dekady epoki kopalnych paliw węglowodorowych. Oczywiście można przyjąć założenie, zgodnie z którym rządzący w tym państwie mają przesłanki, by prognozować jej kres znacznie wcześniej. Towarzyszące temu zmniejszenie zainteresowania surowcem prowadziłoby do spadku cen, co uzasadniałoby utrzymanie wysokiego wydobycia i uwolnienie eksportu. Niewiele jednak wskazuje, by taki scenariusz miał się ziścić.

Próby udzielenia odpowiedzi o przyczynę przyspieszonej eksploatacji własnych zasobów przez Stany Zjednoczone i niemal deklaratywne odejście od asekuracji w postaci zabezpieczenia części rezerw naturalnych na przyszłość kończą się na spekulacjach. Za mało prawdopodobny należy uznać scenariusz braku jakiegokolwiek wizji przyszłości zabezpieczenia zaopatrzenia miejscowego rynku naftowego.

Zgoła odmiennie przedstawia się sytuacja dwóch kolejnych producentów na liście – Arabii Saudyjskiej i Federacji Rosyjskiej. Każdy z nich zużywa dla swych potrzeb znacznie mniej surowca, niż go potrzebuje. W przypadku pierwszego z wymienionych jest to nadwyżka na poziomie przekraczającym 8 mln bbl/d, a w przypadku drugiego 7,5 mln bbl/d. Są to też wielkości, które kierowane są na eksport. Sprzedaż ropy naftowej i jej produktów jest dla gospodarek każdego z tych państw istotnym źródłem wpływów, z których finansowane są nie tylko wydatki budżetowe, ale też nakłady inwestycyjne na modernizację i rozwój kraju.

Tak dla Arabii Saudyjskiej, jak i Federacji Rosyjskiej notowane w ostatniej dekadzie wielkości wydobycia nie odzwierciedlają pełni potencjału produkcyjnego. W przeciwieństwie do Stanów Zjednoczonych bariery nie stanowi wielkość zasobów naturalnych. Dla pierwszej z wymienionych limitowanie podaży w znaczącej mierze podyktowane jest obawą przed spadkiem cen na światowych rynkach, natomiast drugą dodatkowo wstrzymują także ograniczenia logistyczne oraz deficyt inwestycyjny w obszarze upstreamu i kwestie technologiczne wynikające z zachodniego embarga na ich transfer.

Następni w rankingu największych producentów naftowych: Kanada i Irak, znacząco ustępują wcześniej wymienionym pod względem ilości pozyskiwanego surowca i jego podaży na rynku³³¹. Rysująca się pod tym

³³¹ Statistical Review of World Energy 2024, s. 21.

względem różnica odpowiada proporcji 2:1 w odniesieniu do wydobycia i 3:1 dla eksportu. Dysproporcja jest bardzo wyraźna. Oba państwa dysponują jednakże ogromnym potencjałem rozwojowym w obszarze upstreamowym i nie wydaje się prawdopodobne, by kiedykolwiek ich rodzima konsumpcja mogła zagrozić ich zdolnościom wywozowym. Na tym jednak podobieństwa w ich pozycji rynkowej się kończą.

Różnice wynikają z typu eksploatowanych złóż, kosztów pozyskania surowca, wielkości zasobów i potencjału rozwojowego. Wielkim atutem Kanady jest stabilność i przewidywalność produkcji oraz ściśle sprecyzowany odbiorca. Irak może uchodzić wspólnie za naftowy Eden, krainę obfitości i wielkich możliwości upstreamowych. Tutejsze wydobycie limitowane przez lata wojen i niepokoїв, przytłoczone ciężarem nakładanych na nie politycznych sankcji było pozbawione swobodnego dostępu do rynku. Po niemal czterech dekadach stopniowo zaczyna zaznaczać na nim swoje miejsce. Wydobycie na poziomie 4,5 mln baryłek dziennie z pewnością nie jest kresem tutejszych możliwości. Jego pułap jest w znaczącej mierze wynikiem wspólnej decyzji państw OPEC i obecnych w tym gronie obaw przed pojawieniem się w obrocie nadpodaży. Analogia z postępowaniem Arabii Saudyjskiej jest tu w pełni uprawniona. Wielkość złóż, niezwykle korzystne dla eksploatacji ich geologiczne usytuowanie i wynikające stąd niskie koszty pozyskania są doskonałym prognostykiem na przyszłość. Nie wydaje się jednak, by wobec zachodzących w Iraku przeobrażeń gospodarczych i szybkiego rozwoju demograficznego możliwe było utrzymanie miejscowej konsumpcji na dotychczasowym poziomie. Należy założyć nawet jej zwielokrotnienie i to przed 2030 rokiem, co w kontekście eksportowym przy braku zwiększenia wydobycia o zbliżoną wartość skutkowałoby jego zmniejszeniem.

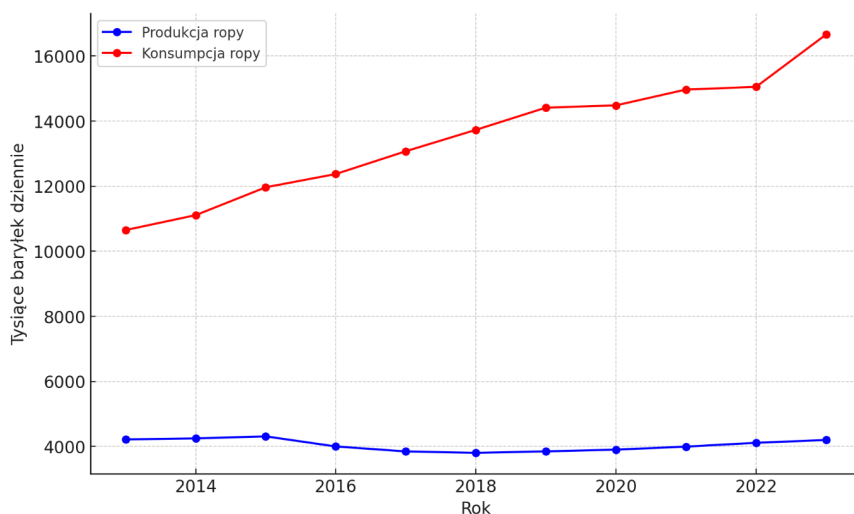
Pozycja, do której dąży Irak, w obszarze efektywności upstreamowej oraz udziału w handlu naftowym osiągnięta została przez ZEA i Kuwejt. Biorąc pod uwagę stosunek wielkości rezerw do wielkości i możliwości wydobycia oraz udział w światowej gospodarce, państwa te perfekcyjnie wykorzystały swój potencjał³³². Z dużą dozą prawdopodobieństwa sięgnęły szczytu swych możliwości. Nie wydaje się prawdopodobne, by w przyszłości mogły jeszcze podnieść swoje wydobycie, co wynika z in-

³³² BP Statistical Review 2021, s. 16 i 18.

tensywności prowadzonych obecnie prac oraz ilości eksploatowanych jednocześnie pól naftowych. Jeśli nastąpi tu progres, to wątpliwe, by był on znaczący. Także miejscowa konsumpcja może ulec niewielkim wahaniami. W konsekwencji należy spodziewać się utrzymania w najbliższym okresie podaży ropy naftowej na niezmiennym poziomie, o ile nie zostanie ona zmniejszona np. limitami przyjętymi przez OPEC. Potencjalnym zagrożeniem dla takiego scenariusza w przypadku Kuwejtu pozostają spory dotyczące praw do eksploatacji złóż rozmieszczonych w pasie granicznym, do których pretensje rości sobie także Irak.

W przypadku ChRL jako producenta ropy naftowej sytuacja może uchodzić za bardzo klarowną. Państwo to wydobywa wyłącznie na własne potrzeby i nie ma perspektyw, by ten stan rzeczy mógł ulec zmianie. Osiągany pułap 4 mln baryłek dziennie nieznacznie przekracza 20% miejscowej konsumpcji, która w przeciwieństwie do niego w ostatniej dekadzie rosła średnio o 3,5% rocznie. Dynamika rozwoju chińskiej gospodarki redukuje całkowicie prawdopodobieństwo obniżenia rodzimego zużycia w prognozach krótko- i średnioterminowych.

Rosnące zapotrzebowanie własne oraz całkowita konsumpcja rodzimego wydobycia dotąd łączyły ChRL i Iran. Pozycja tego ostatniego

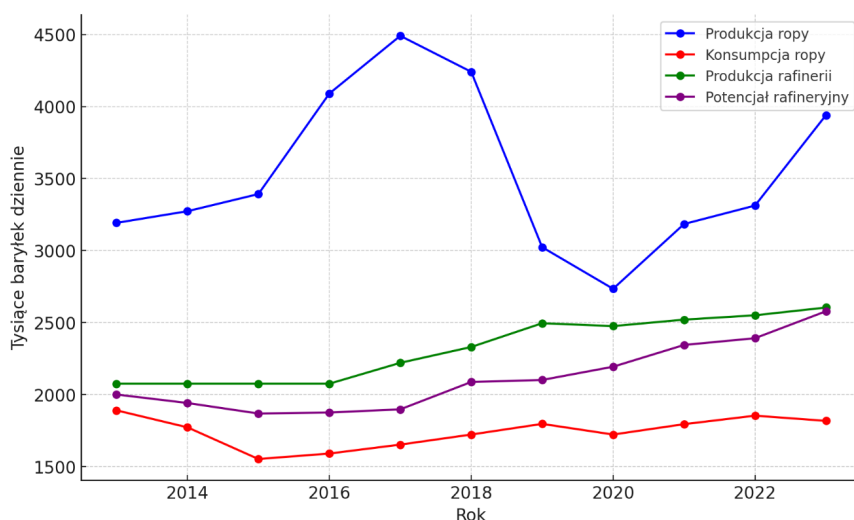


Rys. 3.7. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w ChRL w latach 2013–2023

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024, , s. 21 i 25.

w gronie państw producenckich jest niezwykle złożona. Jako dysponent jednych z największych rezerw naturalnych ropy naftowej i dodatkowo ulokowanych eksploatacyjnie korzystnie, powinien pozostawać jednym z kluczowych eksporterów na świecie. Tak jednak się nie dzieje. Niskie koszty pozyskania surowca oraz rozmiar zasobów nie przekładają się na podaż miejscowego wydobycia na międzynarodowym rynku. Powodem jest jego wielkość, która jest znacząco zaniżona w stosunku do potencjału, jakim dysponuje. Wynika on w znaczącej mierze z sankcji międzynarodowych, zwłaszcza ze strony Stanów Zjednoczonych, które znacząco wpływają na jego zdolność do swobodnego handlu surowcem. Rzutują też bezpośrednio na tutejszy sektor energetyczny, ograniczając dostęp do rynków i technologii, co wpływa na zdolność do utrzymania i rozwijania infrastruktury wydobywczej i przetwórczej. W rezultacie Iran będący znaczącym producentem ropy naftowej może przy dalszym wzroście konsumpcji być zmuszony w nieodległej przyszłości do importowania na własne potrzeby pochodzących z niej produktów.

Dodatkowo, kwestie wewnętrzne, takie jak zarządzanie sektorem energetycznym, inwestycje w infrastrukturę oraz polityka wewnętrzna



Rys. 3.8. Iran – produkcja i konsumpcja ropy naftowej w latach 2013–2023 oraz przerób i potencjał rafinerijny

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024, s. 21 i 25.

wpływają na wielkość wydobycia i eksportu. Iran stoi przed wyzwaniem w zakresie modernizacji i rozbudowy swojej infrastruktury naftowej, co jest kluczowe dla zwiększenia poziomu wydobycia i eksportu.

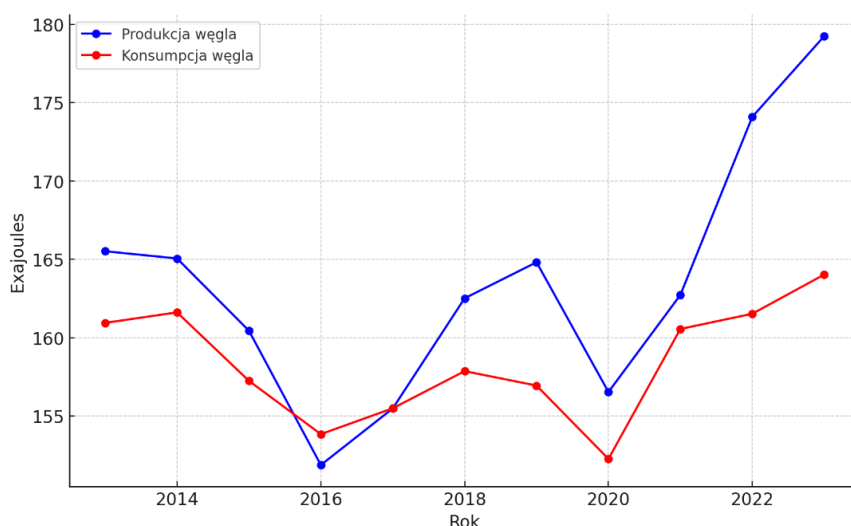
Grono dziesięciu państw naftowych o największej produkcji zamyka Brazylia. Wydobycie surowca w ostatnich latach stało się niezwykle istotnym elementem miejscowej gospodarki i przyczyniło się do umocnienia pozycji tego państwa na międzynarodowym rynku energetycznym. Brazylia, będąc największym producentem ropy naftowej w Ameryce Południowej i jednym z dziesięciu największych producentów na świecie, różni się znacząco od innych krajów regionu, takich jak Ekwador czy Wenezuela, które są członkami Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową (OPEC).

Podniesienie tutejszej produkcji należy uznać za wynik celowych działań państwa oraz inwestycji w technologie wydobywcze. Jednym z kluczowych czynników, który przyczynił się do tego, były odkrycie i eksploatacja tzw. presolowych złóż ropy, zaliczanych do tzw. high deep water, czyli znajdujących się głęboko pod dnem oceanicznym, poniżej warstwy soli. Te zasoby, odkryte w pierwszej dekadzie XXI wieku, okazały się jednymi z największych złóż na świecie rezerw naturalnych w ostatnim ćwierćwieczu. Ich eksploatacja jest jednakże niezwykle wymagająca inwestycyjnie, co rzutuje na koszty pozyskania surowca. Niezwykle zaawansowane rozwiązania technologiczne budowane wyłącznie dla określonego odwiertu są przykładem złożoności wymogów towarzyszących procesowi produkcji tych złóż.

W przeciwieństwie do Wenezueli czy Ekwadoru, które borykają się z różnymi wyzwaniami politycznymi i ekonomicznymi, w tym problemami związanymi z infrastrukturą wydobywczą oraz wpływem polityki OPEC na poziom produkcji, Brazylia, równoważąc produkcję biopaliw, wewnętrzną konsumpcję, z wolna wybija się na niezależność energetyczną. Inwestycje w sektor offshore, szczególnie w presolowe złoża ropy, z czasem mogą pozwolić jej stać się ważnym graczem na rynku światowym.

3.1.3. Węgiel

Proces dekarbonizacji przyczynia się do stopniowego odchodzenia od węgla jako nośnika energii. Następuje on przy utrzymującym się stałym wzroście zapotrzebowania na nią. Zmiana ta jest trudno dostrzegalna, biorąc pod uwagę wielkość światowego wydobycia, jedynie nieznacznie odzwierciedla się w zmniejszeniu udziału węgla w produkcji energii pierwotnej³³³.



Rys. 3.9. Wydobycie i konsumpcja węgla na świecie w latach 2013–2023

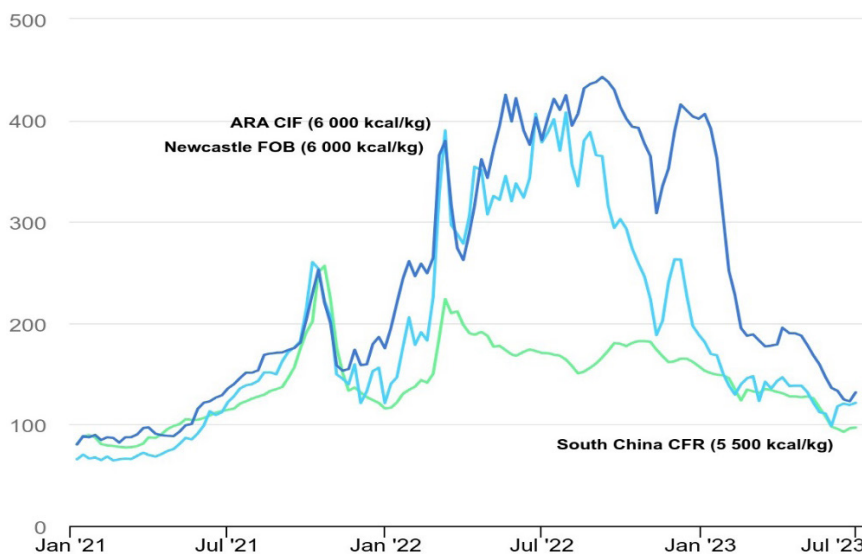
Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024, s. 47, 51.

Produkcja i konsumpcja węgla na przestrzeni lat doświadczały fluktuacji. Ogólna tendencja wydobycia węgla wydaje się wznosząca, zwłaszcza w ostatnich latach, podczas gdy konsumpcja węgla pozostaje na stosunkowo stałym poziomie, z niewielkimi wahaniami. Wspomniana stabilizacja nie ma trwałych podstaw. Wyjąwszy ChRL i Indie, nominalnie postępy w procesie dekarbonizacji zaznaczyły się w 2022 roku niemal u wszystkich największych dotąd konsumentów tego surowca. Najwy-

³³³ BP. Statistical Review – 2018–2022.

rażniej dały o sobie znać w najzamożniejszych państwach, gdzie kwestie związane z ochroną środowiska naturalnego są najmocniej politycznie eksponowane. Regionalnie oznaczało to Europę, Amerykę Północną oraz Australię i Nową Zelandię. Spadki odnotowano też w Ameryce Płd. i Afryce, ale biorąc pod uwagę dotychczasową wielkość zużycia na tych kontynentach, zmiany poczytać można jako koniunkturalne wahania.

Kontekst dekarbonizacji w dużej mierze łączy się z wprowadzonym przez Stany Zjednoczone i ich sojuszników na Starym Kontynencie embargiem na import paliw węglowodorowych z kierunku rosyjskiego. Ich częściowy brak w globalnym bilansie energetycznym, który wynika z obniżenia produkcji gazu ziemnego wobec problemu z jego eksportem, wymusił częściowe uzupełnienie go innymi nośnikami energii. Odnawialne źródła energii pomimo szybkiego rozwoju nie będą mogły być w pełni wykorzystane. Nie pozwalają one na stabilizację systemu. Dokąd nie zostaną wdrożone efektywne metody magazynowania energii elektrycznej, dotąd istnieje konieczność sięgania po paliwa kopalne. W przypadku elektrowni zasilanych gazem ziemnym to nie tylko niższa emisja do atmosfery i znacznie mniejsza ingerencja w środowisko naturalne związana z uruchomieniem i pracą obiektu, lecz przede wszystkim brak występują-



Rys. 3.10. Ceny węgla ARA CIF i Newcastle FOB (styczeń 2022)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie EIA.

cej w pozostałych zasilanych innymi surowcami inercji działania. Oznacza to możliwość niemal natychmiastowego dostosowania produkcji do zmian w sieci. Ponadto brak gazu ziemnego niesie za sobą konieczność zbalansowania deficytu innym paliwem kopalnym, które jednocześnie zapewniałoby jego ciągłe funkcjonowanie. W rezultacie pobudziło zainteresowanie węglem, którego ceny poszybowały w górę, przekraczając poziom 400 USD/t nie tylko w ARA, ale i Newcastle³³⁴.

Powstała koniunktura to przede wszystkim pomyślny stan dla eksporterów surowca. Wśród państw o największym wydobyciu zdecydowany prym wiedzie ChRL.

Tab. 3.3. Węgiel – wydobycie, konsumpcja własna i potencjał eksportowy

| Państwo | Wydobycie w exajoules (mln ton) | Konsumpcja w exajoules | Nadwyżka eksportowa w exajoules W–K |
|--------------------|---------------------------------|------------------------|-------------------------------------|
| Chiny | (4 560,0) 92,22 | 88,41 | 3,81 |
| Indie | (910,9) 15,02 | 20,09 | -5,07 |
| Indonezja | (687,4) 13,95 | 4,38 | 9,57 |
| Stany Zjednoczone | (539,4) 12,07 | 9,87 | 2,20 |
| Australia | (443,4) 11,46 | 1,55 | 10,73 |
| Federacja Rosyjska | (439,0) 9,35 | 3,19 | 6,16 |
| RPA | (225,9) 5,35 | 3,31 | 2,04 |
| Niemcy | (132,5) 1,21 | 2,33 | -1,12 |
| Kazachstan | (118,0) 1,81 | 1,44 | 0,36 |
| Polska | (107,5) 1,7 | 1,81 | - 0,11 |

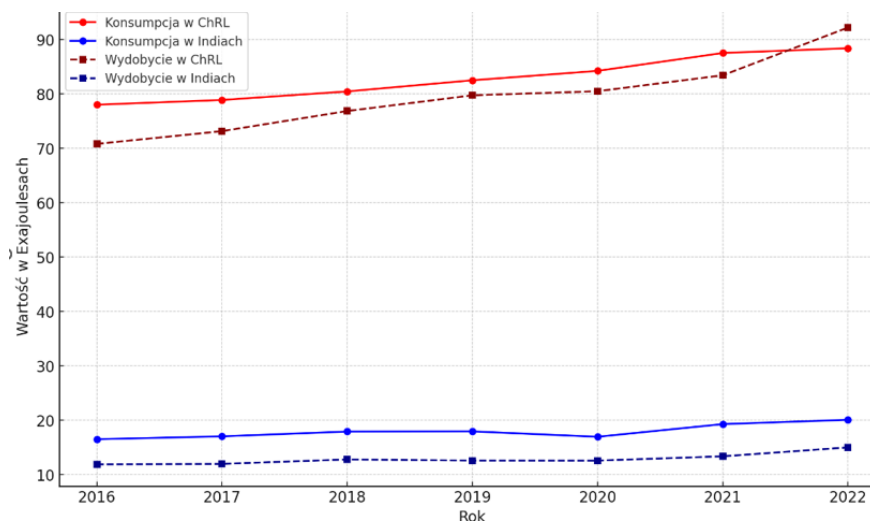
Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024.

Nominalnie ChRL jest eksporterem węgla. W istocie nadwyżka, którą utrzymuje, jest zbliżona do wielkości podaży na miejscowym rynku. Przy zachowaniu jej dynamiki na dotychczasowym poziomie jeszcze w trzeciej dekadzie obecnego stulecia staną się one importerem netto tego surowca. Stan ten obecny jest już w plasujących się na drugiej pozycji wśród konsumentów Indiach. Biorąc pod uwagę uwarunkowania przemysłowe, obydwa te państwa zmuszone będą dla potrzeb swych gospodarek sprowadzać węgiel z zagranicy w coraz większych ilościach. Dynamicz-

³³⁴ <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/thermal-coal-price-markers-2021-2023>

ne tempo ich rozwoju gospodarczego może wprawdzie posłużyć jako determinant utrzymania absorpcji surowca na niezmiennym poziomie, lecz nie niższym niż obecnie.

Od połowy drugiej dekady XXI wieku daje się w nich zaobserwować systematyczny wzrost zużycia węgla.



Rys. 3.11. Wydobycie i konsumpcja węgla w ChRL i Indiach w latach 2012–2022

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024, s. 47 i 51.

Omawiany fenomen stabilnej konsumpcji, chociaż nie charakteryzuje się znaczącymi fluktuacjami, jest interesujący w kontekście badań ekonomicznych, zwłaszcza z perspektywy analizy rynków surowców energetycznych. Charakterystycznym aspektem tego zjawiska jest jego trwałość, manifestująca się w braku istotnych korekt w poziomie konsumpcji. Za interesujące należy uznać niezależność odzwierciedlającą się w braku wpływu drobnych wahań koniunkturalnych zachowanie utrwalonych procesów rynkowych. Pomimo odnotowywanych niekiedy spadków, konsumpcja ta wykazuje tendencję wzrostową, co może być obserwowane niemal każdego roku.

W kontekście prognozowania przyszłych trendów, wydaje się mało prawdopodobne, aby ta tendencja uległa zmianie w przewidywalnej

przyszłości. Takie przewidywanie opiera się na analizie kilku kluczowych czynników. Po pierwsze, zmiany demograficzne, szczególnie te dotyczące wzrostu liczby ludności w niektórych regionach świata, mają znaczący wpływ na zwiększenie popytu. Wzrost liczby mieszkańców w takich państwach jak Chiny czy Indie, łączący się z podnoszeniem się poziomu życia, prowadzi do wzrostu konsumpcji, co z kolei wpływa na zapotrzebowanie na surowce energetyczne, te najtańsze w sprzedaży, tak jak właśnie węgiel kamienny.

Dodatkowo, analizując sytuację na rynku tego surowca, można zauważyć jego wykorzystanie w krajach takich jak ChRL i Indie głównie na potrzeby wewnętrzne, co ogranicza ich dostępność na rynkach międzynarodowych. Jest to istotne z punktu widzenia globalnego łańcucha dostaw i cen surowców energetycznych. Przyjmując perspektywę długoterminową, można przewidywać, iż ograniczona dostępność węgla kamiennego na rynku międzynarodowym, w połączeniu z jednoczesnym wzrostem popytu wewnętrznego w krajach takich jak Chiny i Indie, może prowadzić do zwiększenia cen tego surowca na świecie.

Analizując producentów węgla, nietrudno znaleźć analogii między wspomnianymi państwami a Indonezją. Chodzi o szybki rozwój gospodarczy i demograficzny, rosnące znaczenie na rynkach towarowych. Tradycyjnie dotąd kojarzona była ona jako były członek OPEC z ropą naftową i jej produktami. Lokalne zapotrzebowanie podniosło się jednakże do poziomu, który wyeliminował ją z grona eksporterów. Przy spadku sukcesywnym produkcji sama potrzebuje go ponad dwa i pół razy więcej niż może go dostarczyć miejscowy upstream. W przypadku węgla kamiennego sytuacja ta kształtuje się zgoła odmiennie. Od 2012 roku podniosła jego wydobyć z 386 mln ton o 300 mln ton do 687 mln³³⁵. Progres nie jest dziełem przypadku. Jego źródeł szukać należy z jednej strony w nakładach inwestycyjnych, jakie poczyniono przy współudziale zagranicznego kapitału, a z drugiej w wielkości miejscowych złóż, których ocena zasobności znacząco została podniesiona w okresie ostatniej dekady³³⁶.

³³⁵ BP Statistical Review 2023, s. 39.

³³⁶ Wielkość tę wiernie odzwierciedlają dane publikowane przez BP w 2014 i 2024 roku, patrz: BP Statistical Review 2014, s. (28 017 mln ton) i 2021, s. 46 (34 869 mln ton).

Nadmieniane zasoby skoncentrowane przede wszystkim w prowincjach Kalimantan i Sumatra, są nie tylko istotnym składnikiem narodowej gospodarki, ale także znaczącym czynnikiem w międzynarodowym handlu surowcami. Kalimantan, znany również jako Borneo, charakteryzuje się szczególnie dużymi, łatwo dostępnymi złożami, co przyczynia się do niskich kosztów wydobycia³³⁷. Podobnie, Sumatra dysponuje znacznymi pokładami, które są wykorzystywane do zaspokojenia zarówno krajowego, jak i międzynarodowego zapotrzebowania na węgiel³³⁸. Wskazane niskie koszty pozyskania tego surowca wynikają z kilku czynników. Po pierwsze, większość kopalń węgla kamiennego w Indonezji ma charakter odkrywkowy, co oznacza tańszą eksploatację, niż ma to miejsce w przypadku obiektów podziemnych. Po wtóre, są to płytko położone pokłady, które ze względu na bliskość powierzchni oraz dogodne warunki geologiczne i geograficzne nie nastroczą trudności logistycznych, co w konsekwencji przekłada się na niższe nakłady związane z wydobyciem węgla. W rezultacie jest on konkurencyjny na rynku międzynarodowym, stanowiąc atrakcyjną opcję dla wielu krajów, zwłaszcza z regionu Azji i Pacyfiku³³⁹.

Potencjalną barierą w produkcji węgla w Indonezji nie jest wielkość pokładów, lecz wpływ tego procesu na środowisko naturalne. Obszary eksploatacji są postrzegane jako jedne z najbardziej dziewiczych rezerwarów przyrodniczych, charakteryzujące się ogromną i niepowtarzalną bioróżnorodnością świata fauny i flory.

Kazachstan, podobnie jak Indonezja, odgrywa ważną rolę jako producent węgla, lecz różni się pod względem działalności eksportowej. Pomimo obfitości zasobów surowca, jego wydobycie jest znacznie niższe w porównaniu do Indonezji, co częściowo wynika z różnic w intensywności samego procesu³⁴⁰. Jego podniesienie nie na wiele może się zdać

³³⁷ R. Hilmawan, R. Yударuddin, Y.S. Wahyuni, *Coal mining operations and its impact on sectoral and regional area: evidence of east Kalimantan, Indonesia*, "Journal of Indonesian Applied Economics" 2016, Vol. 6, No.1, s. 22–40.

³³⁸ M. Akihisa, *Impact of the China-induced coal boom in Indonesia: A resource governance perspective. China's Climate-Energy Policy*, Routledge 2018, s. 177–179.

³³⁹ I. Wollff, *Coal resources, production, and use in Indonesia*, [w:] *The Coal Handbook*, Woodhead Publishing, 2023, s. 361–430.

³⁴⁰ *Statistical Review of World Energy* 2024, s. 47 i 51.

w tym kontekście. Kluczowym wyzwaniem dla Kazachstanu jest brak bezpośredniego dostępu do morza, co znacznie ogranicza możliwości eksportowe. Oznacza to zarazem zależność od odbiorców z najbliższego otoczenia³⁴¹. Potencjalne kierunki wywozu zawężają się do państw ościennych. Prym należy do ChRL i Rosji. Śladowe ilości węgla trafiają do krajów regionu Azji Centralnej oraz do Turcji³⁴². Przez wzgląd na położenie geopolityczne Kazachstanu, nie wydaje się, by istniejący stan rzeczy mógł ulec zmianie w krótko- czy też średniookresowej perspektywie czasowej. W rezultacie w przeciwieństwie do sektora oil&gas branża węglowa cierpi na brak inwestorów zewnętrznych. Zaniechania modernizacyjne i niedofinansowanie projektów znajduje swe odzwierciedlenie na każdym polu³⁴³. Nałożone na Rosję sankcje międzynarodowe pośrednio uderzyły w Kazachstan korzystający z jej terytorium jako jedynej drogi tranzytu swych towarów w kierunku zachodnim. Stąd też w przeciwieństwie do nadmienianej wcześniej Indonezji kluczowe znaczenie dla podaży surowca ma lokalny popyt. Jest on dodatkowo stymulowany dopłatami dla miejscowych nabywców, co jest przedmiotem licznych nadużyć i przyczynia się do tworzenia kolejnych barier dla eksportu³⁴⁴.

Poważnym atrybutem producenckim jest różnorodność typów skał węglowych, od węgla brunatnego po antracyt, co pozwala na elastyczność w jego wykorzystaniu. Wydobywane są one tak metodą odkrywkową, jak i w kopalniach głębinowych. Jedne i drugie znajdują się w centralnej części kraju. Tam też znajdują się największe zasoby węgla brunatnego, co z punktu widzenia zasilania systemu elektroenergetycznego jest korzystnym rozwiązaniem. Umożliwia lepszą koordynację jego regulacji –

³⁴¹ Przede wszystkim bariery logistyczne ograniczają zdolność kraju do pełnego wykorzystania jego potencjału eksportowego. Problemy z infrastrukturą transportową, taką jak kolej czy porty, wpływają na efektywność i koszty transportu węgla na rynki międzynarodowe.

³⁴² Kryzys energetyczny w państwach Azji Centralnej, https://ine.org.pl/kryzys-energetyczny-w-panstwach-azji-centralnej-2-2/#_ftn13 [dostęp: 11.09.2024].

³⁴³ Kazachski OZE-olbrzym na sowieckich nogach, <https://biznesalert.pl/kazachstan-rosja-oze-transformacja-energetyczna-zalezosc-od-rosji-hyrasia-one-energetyka/> [dostęp: 11.09.2024].

³⁴⁴ Kazachstan chce ograniczyć eksport węgla, <https://www.wnp.pl/gornictwo/kazachstan-chce-ograniczyc-eksport-węgla,741701.html> [dostęp: 11.09.2024].

co jest szczególnie istotne w warunkach braku funkcjonującego od czasu upadku ZSRR Zjednoczonego Systemu Energetycznego Azji Centralnej, który przestał działać na początku obecnego tysiąclecia³⁴⁵. Minimalizuje też straty na przesyłach i zapewnia tanią energię elektryczną.

Odrębną charakterystykę produkcyjną przypisać można Australii i RPA. Oba te państwa utrzymują wydobycie na poziomie potrafiącym fluktuować w stosunku r/r nawet w granicach 5–7%. Odzwierciedla to posiadany potencjał, który nie do końca wykorzystują. W przypadku Australii górnictwo węgla kamiennego można uznać za jeden z jej filarów gospodarki, charakteryzuje się ono wieloma specyficznymi cechami, w tym różnorodnością typów złóż, metodami eksploatacji oraz szeregiem problemów politycznych i środowiskowych³⁴⁶.

Nadmieniona dyferencja dotyczy tak wymiaru geologicznego, jak i geograficznego. Najważniejsze eksploatowane obecnie baseny węglowe to Sydney w Nowej Południowej Walii, Bowen w Queensland oraz Perth w Zachodniej Australii. Złoża te charakteryzują się heterogenicznym składem, obejmując zarówno węgiel energetyczny, jak i węgiel koksujący, co determinuje ich zastosowanie przemysłowe i handlowe. Pierwszy z nich jest atrakcyjnym surowcem do eksportu, szczególnie na rynki azjatyckie, gdzie popyt na energię stale rośnie³⁴⁷. Natomiast drugi będący kluczowym komponentem w produkcji stali³⁴⁸ trafia do odbiorców na wszystkich kontynentach. Dywersyfikacja złóż pod względem rodzaju surowca daje Australii jako producentowi elastyczne dostosowanie się do zmieniających się warunków rynkowych oraz wymagań popytowych.

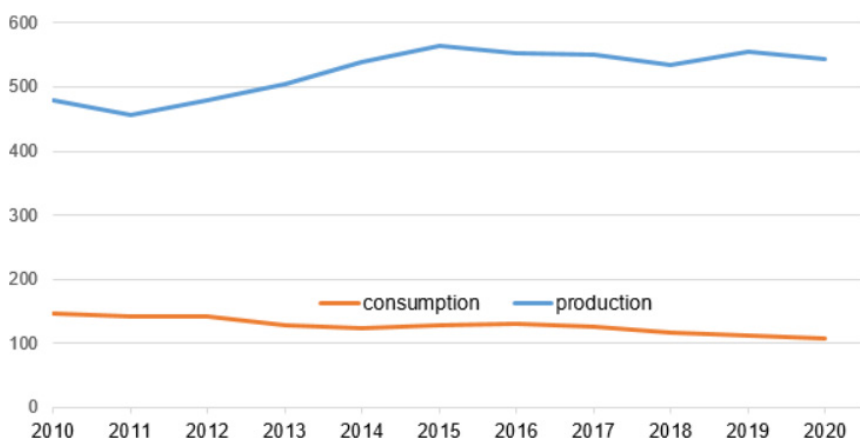
Pochodzący z Australii surowiec wykazuje różnice w zakresie jakości i charakterystyk geologicznych, co ma istotny wpływ na metody eksploa-

³⁴⁵ MINENERGY.UZ, Что такое Единая Энергосистема Центральной Азии, почему ее называют «энергетическим кольцом» и зачем она нужна? На все эти вопросы минэнерго отвечает, 28.01.2022, <https://minenergy.uz/ru/news/view/1777> [dostęp: 11.09.2024].

³⁴⁶ Energy Information Administration – Australia Executive Summary, <https://www.eia.gov/international/analysis/country/AUS> [dostęp: 11.09.2024].

³⁴⁷ *Ibidem*.

³⁴⁸ Wykazuje specyficzne właściwości, takie jak zdolność do zwęglania i niska zawartość zanieczyszczeń. Jest dzięki temu niezastąpiony w procesach hutniczych. Jego unikalne właściwości termiczne i chemiczne są niezbędne do produkcji koksu, który służy jako reduktor w procesie przetapiania rudy żelaza.



Rys. 3.12. Konsumpcja i produkcja węgla kamiennego w Australii (w mln ton)

Źródło: EIA, <https://www.eia.gov/international/analysis/country/AUS> [dostęp: 11.09.2024].

tacji. Obejmują one zarówno wydobycie odkrywkowe, jak i podziemne³⁴⁹. Dominuje pierwsze z nadmienionych. Dzięki niższym niż ma to miejsce w przypadku kopalń głębinowych kosztom pozyskania surowca pozostaje ona atrakcyjny cenowo. Wielkość produkcji węgla kamiennego w Australii zapewnia jej miejsce wśród światowych liderów zarówno w produkcji, jak i podaży tego surowca na światowych rynkach. Potencjał, jakim dysponuje za sprawą posiadanych rezerw naturalnych, daje podstawy, by móc prognozować umocnienie tej pozycji. Nie jest jednakże jednoznaczne, czy moce produkcyjne zostaną wykorzystane. Istotne z punktu widzenia perspektyw branżowych są pokłady nazwane Galilea, ulokowane w znacznej odległości od wybrzeża i głównych portów morskich, które są kluczowymi punktami dla eksportu tego surowca³⁵⁰. Są one obiektem zainteresowania inwestorów z Azji, głównie z ChRL i Indii, gdzie zgodnie z założeniami

³⁴⁹ S. Mohr, M. Höök, G. Mudd, G. Evans, *Projection of long-term paths for Australian coal production—Comparisons of four models*, “International Journal of Coal Geology”, 86(4), 2011, s. 332–336.

³⁵⁰ S.G. Scott, P.J. Hawkins, B.B. Beamish, P.D. Gamson, *Coal geology of the northern Galilee Basin and its implications for coal-seam methane investigations*. In Symposium on Coalbed Methane Research and Development in Australia, Townsville 1992, <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s10040-024-02777-z.pdf>. S.1213 – 1216 [dostęp: 11.09.2024].

trafia odpowiednio 40 mln i 60 mln ton. Transportowany jest on dwutorową linią kolejową o długości około 500 km do portu Abbot niedaleko Bowen, którą wybudowano specjalnie w tym celu. Jest to jednakże surowiec silnie zsiarzony, co ogranicza swobodę jego sprzedaży do grupy odbiorców zdolnych wykorzystać tak zanieczyszczoną skałę węglową. Podejście do zasobu Galilea wskazuje na strategiczne planowanie i przygotowanie do przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na węgiel w przyszłości. Działania te odzwierciedlają długoterminową wizję korporacji górniczych, która bierze pod uwagę możliwe zmiany w dynamice rynkowej oraz potencjalny wzrost popytu na ten rodzaj paliwa, szczególnie w kontekście rosnących potrzeb energetycznych na świecie.

Węgiel stanowi znaczący udział w eksporcie surowcowym Australii. Rola, jaką odgrywa w gospodarce tego państwa, przyczyniła się do wyeksponowania problemu wydobycia węgla na forum politycznym. Problem dotyczy przede wszystkim kwestii środowiskowych i zmian klimatycznych. W kontekście globalnych działań na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, przemysł węglowy jest coraz częściej krytykowany za swój wpływ na środowisko. Istnieją znaczne naciski społeczne i międzynarodowe, aby Australia ograniczyła swoją zależność od węgla i przeszła na bardziej zrównoważone źródła energii. Jednakże silne związki ekonomiczne i polityczne z sektorem węglowym utrudniają ten proces.

Dodatkowo, przemysł wydobywczy węgla kamiennego w Australii stoi przed wyzwaniem związanym z kosztami produkcji, dostępnością siły roboczej oraz regulacjami środowiskowymi. Wysokie standardy środowiskowe i regulacje rządowe wymagają od przedsiębiorstw wydobywczych inwestycji w technologie zmniejszające wpływ na środowisko, co zwiększa koszty operacyjne. Ponadto, zagadnienia związane z rekultywacją terenów po wydobyciu, zarządzaniem wodami gruntowymi i emisją gazów cieplarnianych stanowią istotne elementy dyskusji na temat przyszłości tego sektora w Australii.

Pod wieloma względami zbliżona sytuacja ma miejsce także w Republice Południowej Afryki (RPA). Wydobycie i eksport węgla stanowią tu kluczowe segmenty gospodarki i mają znaczący wpływ zarówno na lokalną ekonomię, jak i globalny rynek energetyczny.

Jak wspomniano we wcześniejszym podrozdziale, państwo to posiada jedno z największych na świecie zasobów węgla kamiennego. Są one

skoncentrowane w prowincji Mpumalanga, a także w regionie Limpopo i w Prowincji Północno-Zachodniej. Ponadto, znaczące złoża znajdują się również w prowincji KwaZulu-Natal³⁵¹.

Usytuowanie złóż odzwierciedla się w intensywności ich eksploatacji. Mpumalanga, będąca głównym regionem wydobycia węgla w RPA, zawiera znaczne zasoby węgla bitumicznego. Większość kopalń węgla w tej prowincji znajduje się w pobliżu dużych elektrowni, co skutkuje dostosowaniem wydobycia w nich surowca do wielkości koniecznej do produkcji energii elektrycznej. Z kolei w regionie Limpopo i Prowincji Północno-Zachodniej złoża te są ważne ze względu na dostępność i jakość węgla, szczególnie dla potrzeb przemysłowych. Rodzimy węgiel zabezpiecza około 70% potrzeb energetycznych państwa, nadwyżki kierowane są na rynki zewnętrzne³⁵².

Wydobycie węgla w RPA jest zdominowane przez grupę kampanii górniczych. Poważnym problemem zarówno w kopalniach odkrywkowych, jak i podziemnych pozostają warunki związane z bezpieczeństwem pracy. Rzutują one na pryzmat przez jaki postrzegany jest sektor w polityce wewnętrznej. W wymiarze gospodarczym eksport węgla jest jednym z istotnych źródeł finansowania budżetu i znacząco przyczynia się do poprawy bilansu handlowego kraju. Głównymi odbiorcami południowoafrykańskiego surowca są kraje azjatyckie, w tym Chiny i Indie, gdzie jest on wykorzystywany głównie do wytwarzania energii elektrycznej³⁵³.

W kontekście prognostycznym zwraca uwagę rozbudowa infrastruktury kolejowej i portowej, służącej do wywozu węgla. Nie wydaje się prawdopodobne, by ponoszone z tego tytułu nakłady nie były elementem dalekosiężnej strategii działania. Oznacza to kontynuację produkcji czy wręcz możliwości jej podniesienia. Rezultaty wydobycia z ostatnich lat odzwierciedlają ten trend.

³⁵¹ L.S. Jeffrey, *Characterization of the coal resources of South Africa*, "Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy" Feb. 2005, Vol. 105, Issue 2, s. 95, https://journals.co.za/doi/epdf/10.10520/AJA0038223X_3050

³⁵² Statistical Review of World Energy 2024, s. 47 i 51.

³⁵³ Coal Sector organization EIA – South Africa, <https://www.eia.gov/international/analysis/country/ZAF> [dostęp: 11.09.2024].

Przyszłość górnictwa węglowego w RPA ściśle łączy się z kwestiami politycznymi i społecznymi. Nie wydaje się możliwe, by zostały one pominięte w debatach wiążących się z jego dalszymi losami, gdyż jest ono istotnym pracodawcą i zapewnia źródło dochodu dla wielu ludzi. Przebijający się coraz wyraźniej kontekst środowiskowy ściera się z przywiązaniem i tradycją gospodarczą, przyczyniając się do narastania wokół niego konfliktu interesów.

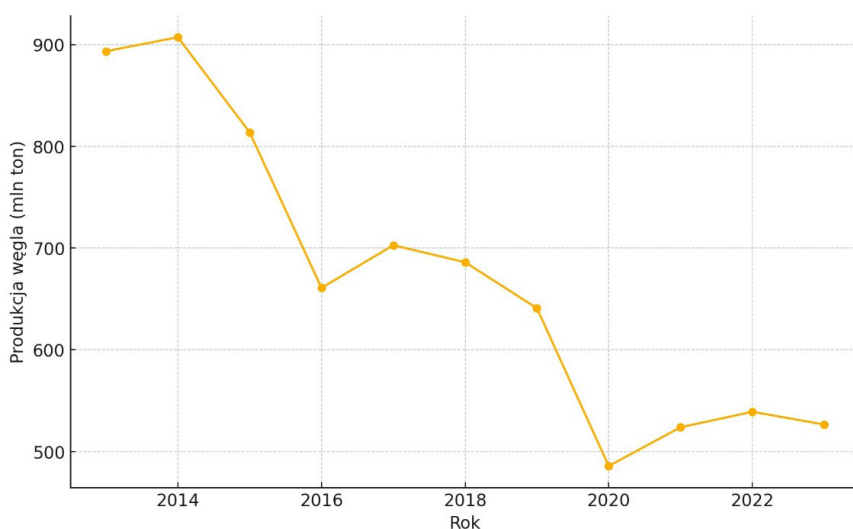
Stany Zjednoczone od lat pozostają w gronie państw o największym wydobyciu węgla. Przez ostatnie dekady plasowały się w pierwszej trójce producentów, początkowo ustępując pierwszeństwa wyłącznie ChRL, a z czasem i Indiom. Obecnie wyprzedza je pod tym względem także Indonezja. Okres prosperity amerykańskiego górnictwa węglowego zdecydowanie odchodzi w przeszłość. Nie jest to bynajmniej problem wyczerpywania się rezerw naturalnych tego surowca, a w większej mierze jego utraty znaczenia w gospodarce.

Dekarbonizacja w przypadku Stanów Zjednoczonych nie wynika bynajmniej ze zmian cen surowca. Koszty jego pozyskania nie odbiegają od tych w innych państwach producenckich. Metody wydobycia węgla ewoluowały tu na przestrzeni lat, dostosowując się do warunków geologicznych, wymogów środowiskowych oraz potrzeb rynku. Dominują dwa podstawowe typy kopalń: odkrywkowe i podziemne. Pierwszy z wymienionych dominuje w basenie Powder River oraz w regionach, gdzie pokłady surowca znajdują się na niewielkich głębokościach, i pozwala na efektywną eksploatację dużych obszarów złożowych. Metoda podziemna, stosowana przede wszystkim w Appalachach, jest bardziej kosztowna i technologicznie zaawansowana, ale pozwala na dostęp do głębiej położonych i lepszych gatunkowo zasobów.

Jakość węgla wydobywanego w Stanach Zjednoczonych jest mocno zróżnicowana i ma bezpośredni wpływ na jego wykorzystanie. Skała węglowa z Appalachów, mająca najmniej zanieczyszczeń, znajduje zastosowanie nie tylko w energetyce, ale również w przemyśle metalurgicznym do produkcji koksu³⁵⁴. Gorszy, o niższej zawartości węgla materiał zalegający, głównie z basenu Powder River, jest wykorzystywany przede wszystkim w elektrowniach węglowych jako podstawowe paliwo do produkcji

³⁵⁴ USA – Coal, <https://www.eia.gov/state/search/#?1=101> [dostęp: 11.09.2024].

energii elektrycznej³⁵⁵. Wykorzystywanie go do tego celu staje się jednak coraz mniej opłacalne, co wynika z generowanych dodatkowo kosztów pośrednich związanych z jego wydobyciem i użytkowaniem oraz wzrostu atrakcyjności produkcji z wykorzystaniem nowych technologii w odnawialnych źródłach energii. W rezultacie pomimo znaczącego spadku wydobycia w Stanach Zjednoczonych (patrz. rys. 3.13) nadal dysponują nadwyżką eksportową surowca.



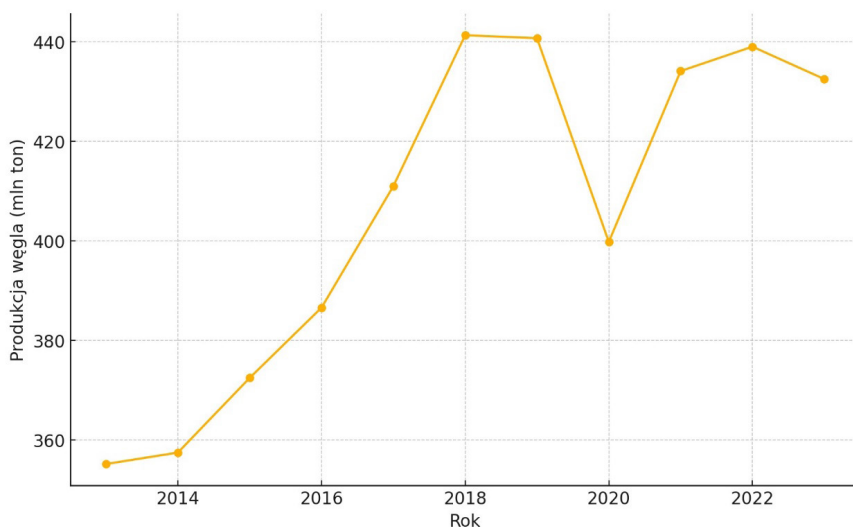
Rys. 3.13. Wydobycie i konsumpcja węgla w Stanach Zjednoczonych w latach 2012–2022

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024, s. 56.

Z dużą dozą prawdopodobieństwa należy liczyć się z utrzymaniem w najbliższych latach dalszego spadku wydobycia i konsumpcji, co wynika z trwałego charakteru nadmienionych czynników determinujących ten proces.

Zgoła odmiennie przedstawia się kwestia wydobycia węgla w Federacji Rosyjskiej.

³⁵⁵ W 2023 roku wykorzystanie węgla do produkcji energii elektrycznej przekraczało 14% ogólnej produkcji i sięgało 989,9 TWh. Statistical Review of World Energy 2024, s. 56.



Rys. 3.14. Wydobycie węgla w Federacji Rosyjskiej w latach 2013–2023

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024, s. 56.

Wydobycie węgla w Federacji Rosyjskiej stanowi istotny element globalnego rynku energetycznego, odzwierciedlając zarówno bogactwo surowcowe kraju, jak i wyzwania związane z eksploatacją i wykorzystaniem tego zasobu. Państwo to dysponuje jednymi z największych na świecie zasobów węgla. Czyni to z niego kluczowego gracza na rynku energetycznym, zarówno w kontekście eksportu, jak i zaspokajania własnego zapotrzebowania na ten surowiec.

Sektor wydobywczy węgla w Federacji Rosyjskiej dostosowany jest do znaczącej heterogeniczności geograficznej i geologicznej zasobów. Największe ich pokłady znajdują się w Zachodniej i Wschodniej Syberii, podkreślają centralną rolę tych regionów w produkcji węgla. Na ich tle pod względem zasobności wyróżnia się basen Kuzniecki. Jest jednym z największych zbiorników węgla kamiennego na świecie. Znajdujące się w nim pokłady to surowiec o wysokiej kaloryczności i niskiej zawartości siarki³⁵⁶.

³⁵⁶ <http://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/11a/%D0%93%D0%BE%D1%81%D0%B4%D0%BE%D0%BA%D0%BB%D0%B0%D0%B4-2019.pdf> [dostęp: 11.09.2024].

-Amurskiej Magistrali, są kluczowe dla utrzymania konkurencyjności rosyjskiego węgla.

W kontekście globalnych dążeń do redukcji emisji gazów cieplarnianych, nominalnie przed Rosją pojawia się potężne wyzwanie związane z uruchamianiem nowych kopalń przy działaniach na rzecz ograniczenia emisji towarzyszących tym inwestycjom. W rzeczywistości wyzwanie to nie jest traktowane priorytetowo. Dominuje strategia ukierunkowana na zachowanie obecnej pozycji na rynku producenckim, a w miarę możliwości umocnienie jej. Stąd też inwestycje w poszukiwania geologiczne i budowę oraz modernizację infrastruktury transportowej.

Bez wątpienia znaczący wpływ na dalsze inwestycje sektorowe miał wzrost popytu zewnętrznego na węgiel. Rosja podjęła ryzykowną próbę wejścia w lukę rynkową powstałą po państwach redukujących lub rezygnujących z wydobycia surowca. Zaowocowało to czterokrotnym wzrostem udziału Rosji na światowym rynku węgla w okresie 1997–2020. Druga dekada XXI wieku przyniosła dwukrotny wzrost podaży pochodzącego z Rosji węgla w międzynarodowym ich obrocie, podkreślając rolę eksportu jako głównego katalizatora wzrostu produkcji tego surowca³⁵⁷.

Co warte podkreślenia, władze Rosji podjęły ryzyko inwestycji w węglowy przemysł wydobywczy, stawiając na wywóz surowca za granicą w opozycji do światowych trendów. Niewątpliwie dynamika globalnego rynku energetycznego, z tendencjami do redukcji wykorzystania węgla i deklaracjami przejścia na odnawialne źródła energii, jak w przypadku Chin czy krajów Unii Europejskiej, stanowi istotne tło dla takich decyzji. Ograniczenie zużycia węgla w USA, gdzie w latach 2005–2015 udział węgla w produkcji energii elektrycznej zmniejszył się z 50% do

³⁵⁷ W 2014 roku eksport węgla z Rosji osiągnął 19,4 mln ton, co stanowiło 6,1% globalnego wskaźnika, plasując kraj na czwartym miejscu na świecie pod tym względem. Dodatkowo, eksport węgla koksującego wyniósł 132,2 mln ton, co sytuowało Rosję na trzecim miejscu na arenie międzynarodowej. Od 2016 roku eksport węgla przewyższał krajowe zużycie, a w 2018 roku proporcja ta wyniosła 54% do 46% odpowiednio. Jednakże rynki zewnętrzne charakteryzują się niestabilnością, co wiąże się z długoterminowym spadkiem cen i zwiększeniem średniego dystansu transportu węgla. Na przykład, w okresie 2010–2018 ceny spot w bałtyckich i dalekowschodnich portach zmniejszyły się odpowiednio o 7,6% i 19,8%, a w latach 2018–2019 ceny te spadły dramatycznie o 47,5% i 26,6%.

36%, oraz zapowiedzi prezydenta Joe Bidena o dążeniu do całkowitego zredukowania emisji CO₂ do 2035 roku, eksponują zmieniające się uwarunkowania gry rynkowej. Można przyjąć założenie, w myśl którego dostrzegając globalne trendy dekarbonizacyjne, uznano przejęcie inicjatywy jako ostatni moment na wykorzystanie potencjału gospodarczego tkwiącego w posiadanych złożach węgla. Dalsze oczekiwanie pozbawiłoby je znacznej wartości.

Stawianie na węgiel w okresie intensywnej kampanii dekarbonizacyjnej może uchodzić za hazardowe posunięcie. Biznesowo otwiera jednak unikalne perspektywy związane z częściowym, a niekiedy całkowitym wycofywaniem się z rynku konkurentów. Pozostają one skutecznie podsycane przez rosyjskie władze, traktujące obawy rozwiniętych krajów o wpływ węgla na środowisko jako „modę”, podkreślają możliwość redukcji emisji nawet przy maksymalizacji wydajności produkcji. Ta postawa ilustruje geopolityczne implikacje orientacji na rozwój wydobycia węgla.

Analiza eksportu rosyjskiego węgla ujawnia złożoną sieć czynników ekonomicznych, środowiskowych i politycznych wpływających na pozycję Rosji jako jednego z wiodących światowych eksporterów tego surowca. Dalszy rozwój sektora będzie zależeć od zdolności adaptacji do dynamicznie zmieniających się warunków rynkowych, regulacyjnych i środowiskowych, przy jednoczesnym wykorzystaniu strategicznych przewag konkurencyjnych.

3.1.3.1. Dekarbonizacja a subwencjonowanie wydobycia węgla

Kwestia subsydiowania paliw najczęściej identyfikowana jest z produktami pochodzenia rolnego, działaniami na rzecz powstrzymania zmian klimatycznych oraz szeroko pojętej ochrony środowiska naturalnego. W efekcie podejście to zniekształca stan rzeczywisty. Problem dopłat produkcyjnych odnosi się bowiem także do kopalnych węglowodorów i nie zamyka się w wysiłkach związanych z poszukiwaniem ich złóż. Wsparcie finansowe wydobycia ropy naftowej czy gazu ziemnego z drogich eksploatacyjnie i z tego tytułu nierentownych pokładów nie jest rzadkością. Praktyki te stosowane są szczególnie w państwach wysokorozwiniętych, które zmuszone są do importu tych surowców, czego przykładem jest

m.in. Korea Południowa³⁵⁸. Rozszerzając zagadnienie dotowania kopalni o węgiel kamienny i brunatny, zestaw państw podejmujących takie działania jest znacząco dłuższy. W samej Unii Europejskiej, uchodzącej za prekursora procesu dekarbonizacji w pierwszej dekadzie XXI wieku, z pomocy publicznej dla górnictwa węglowego korzystało aż jedenastu członków Wspólnoty³⁵⁹.

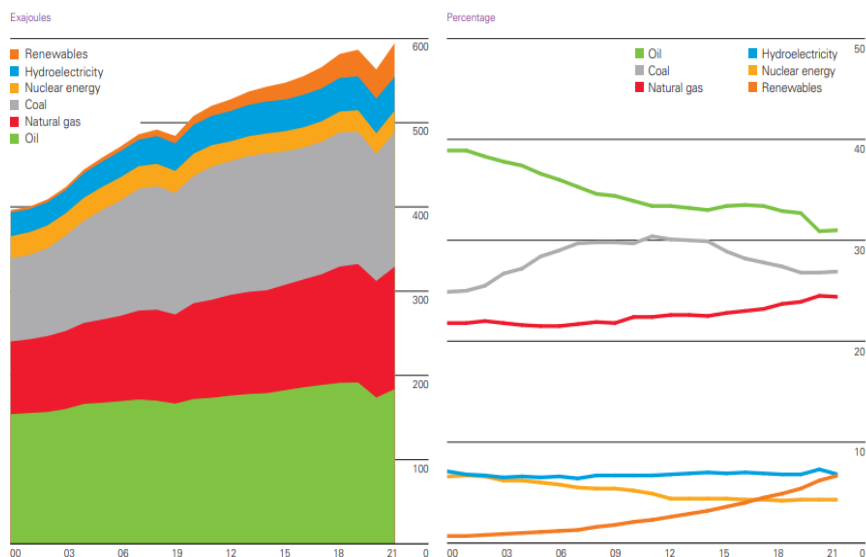
Wśród przyczyn tego stanu rzeczy za pierwszoplanowy można uznać szeroko pojęty kontekst społeczny związany z neutralizacją wzrostu cen energii dla społeczeństwa oraz podmiotów gospodarczych łączącego się z realizacją celów polityki klimatycznej, a także brak jednoznacznie wytyczonego kierunku samej transformacji, w wyniku czego sztucznie przedłużany jest byt tradycyjnych nośników.

Pierwsza z wymienionych wyżej przyczyn nie powinna rodzić wątpliwości natury merytorycznej, tym samym nie wymaga rozbudowanego uzasadniania. Zamyka się ono bowiem w politycznym pragmatyzmie władzy, świadomości skutków niesionych przez wyższe koszty utrzymania gospodarstw domowych, a także konieczności utrzymania konkurencyjności rodzimej produkcji.

W przypadku drugiej z nadmienionych okoliczności sytuacja nie musi już być uważana za oczywistą. Dalekosiężny kierunek przeobrażenia, jakiego *de facto* ulegnie energetyka, jest wprawdzie precyzyjnie zdefiniowany. Zakłada on bowiem konieczność wykorzystania OZE do produkcji energii elektrycznej, przypisując jej rolę jedyne źródła zasilania urządzeń przyszłości. Kwestią otwartą pozostaje jednakże, które z nich zdominuje ten proces i stanie się akceleratorem transformacji. Odpowiedź kryje się w rozwiązaniu problemu magazynowania energii. Póki co takiego rozwiązania nie ma. Nie wiemy, jak zmarginalizować straty związane z odzyskiwaniem jej na poziomie gwarantującym opłacalność przedsięwzięcia. Ogromne nadzieje budzi wszak rewolucja wodorowa, lecz nie jest ona zakończona. Nie znamy jej finalnego produktu.

³⁵⁸ K. Park, Y. Lee, J. Han, *Economic Perspective on Discontinuing Fossil Fuel Subsidies and Moving toward a Low-Carbon, Society*, "Sustainability" 2021, 13, <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/3/1217> [dostęp: 11.09.2024].

³⁵⁹ P. Podsiadło, *Pomoc publiczna dla sektora górnictwa węgla w Unii Europejskiej – nowe wyzwania?*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu” 2011, z. 166, s. 549.



Rys. 3.16. Konsumpcja energii pierwotnej z podziałem na źródła pochodzenia w EJ oraz dynamika zmian (w %)

Źródło: BP Statistical Review 2022.

Czy pozwoli on na rozwój mikrogeneracji I, czy system będzie stabilizowany przez duże skoncentrowane źródła wytwórcze? Brak pewności co do kierunku rozwoju energetyki w wyrażonym powyżej kontekście wstrzymuje proces jej transformacji, wymuszając wspomniane już trwanie przy paliwach kopalnych.

3.1.3.2. Biopaliwa

Biopaliwa mogą uchodzić za szczególny nośnik energii. Ich extraordinaryny charakter wynika z tradycji wykorzystania produktów biologicznych w energetyce. Historia użytkowania nośników energii pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego sięga pradziejów człowieka. W starożytności to świat fauny i flory pozostawał głównym dostawcą tłuszczów. Te były stosowane do wytwarzania światła. Mechanizm działania lamp olejnych, opierający się na zasadzie ich absorpcji przez knot, który następnie utrzymywał płomień, był szeroko rozpowszechniony w różnych kulturach, od Egiptu po Rzym. Epos o Gilgameszu, staroegipskie świątynne i grobowe napisy hieroglificzne i ikonografia sepulkralna, Kodeks

Hammurabiego, „Iliada” i „Odyseja”³⁶⁰, rzymskie traktaty czy Biblia dostarczają niezliczone liczby takich przykładów³⁶¹. Na zbliżonej zasadzie używano też świec łożowych znanych z literatury i odnajdowanych przez archeologów na stanowiskach rozrzuconych po całym świecie. W średniowieczu i późniejszych okresach nastąpiła ewolucja w wykorzystaniu biopaliw do celów oświetleniowych, z przejściem na oleje roślinne, takie jak lniany czy rzepakowy, które zaczęto stosować jako bardziej wydajne i czystsze źródła światła³⁶².

Rozwój technik oświetleniowych związany m.in. z pojawieniem się lampy wynalezionej przez I. Łukasiewicza przyniósł kolejny przełom. Alternatywnie wobec nafty zaczęto wykorzystywać etanol. Ponadto, na początku XX wieku, zanim powszechnie zaczęto stosować benzynę, był on rozważany i używany jako paliwo do silników spalinowych. Eksploatacja go jako substytutu paliw kopalnych w tym okresie podkreśla jego potencjał energetyczny i środowiskowe korzyści wynikające z jego stosowania. Henry Ford konstruował swoje pierwsze modele samochodów z myślą o napędzie etanolem. Rudolf Diesel, wynalazca silnika wysokopiętnego, pierwotnie projektował go w 1890 roku do pracy na oleju roślinnym. W 1900 roku na wystawie światowej w Paryżu zaprezentował po raz pierwszy konstrukcję silnika swego patentu. Był to egzemplarz zasilany olejem arachidowym (olej z orzeszków ziemnych).

W Europie i Ameryce Północnej z biopaliw kluczowe znaczenie jeszcze na początku ubiegłego stulecia inżynierowie i pomysłodawcy skłonni

³⁶⁰ W literaturze antycznej, takiej jak prace Homera, również znajdujemy odniesienia do wykorzystania lamp olejnych, które podkreślają ich rolę w życiu codziennym oraz w obrzędach. „Odyseja” i „Iliada” opisują sceny, w których światło lamp jest niezbędne do nocnych czynności i celebracji.

³⁶¹ Na przykład, Biblia w wielu miejscach wspomina o lampach olejnych, podkreślając ich znaczenie w codziennym życiu oraz w praktykach religijnych starożytnego Izraela. Księga Wyjścia (27:20–21) instruuje o użyciu czystego oliwnego oleju do oświetlenia namiotu spotkania, co świadczy o długiej tradycji wykorzystania olejów roślinnych w celach oświetleniowych.

³⁶² Średniowieczne teksty, jak „Dekameron” Boccaccia, dostarczają obrazu społeczeństwa, w którym oleje roślinne zaczęły odgrywać coraz większą rolę w technologiach oświetleniowych, zastępując stopniowo tłuszcze zwierzęce. Opowieści zawarte w „Dekameronie” często rozgrywają się przy świetle lamp olejnych, co pozwala na nocne opowiadanie historii i interakcje między postaciami.

byli przypisać etanolowi, czyli alkoholowi etylowemu (C_2H_5OH) produkowanemu z biomasy. Od tego czasu jest on też najczęściej wykorzystywanym biopaliwem na świecie. Jego produkcja odbywa się głównie z surowców zawierających cukry, skrobię lub celulozę, które są fermentowane i destylowane.

Odmienne od Starego Kontynentu i Ameryk, w Azji upowszechniło się korzystanie z metanu zawartego w biogazie, który w największym uproszczeniu jest produktem beztlenowego rozkładu materii organicznej. Początki jego wykorzystania można datować na okres przed naszą erą w Chinach, gdzie fermentacja beztlenowa była stosowana do produkcji biogazu z odpadów rolniczych. W Indiach użycie tego nośnika jako źródła energii zostało udokumentowane już w XVI wieku. Jednakże szeroko rozpowszechnione zastosowanie biogazu jako źródła energii rozpoczęło się w XX wieku, głównie dzięki rozwojowi technologicznemu i większej świadomości ekologicznej.

Technicznie, proces produkcji polega na fermentacji metanowej przez mikroorganizmy beztlenowe. Jego rezultatem jest głównie metan oraz dwutlenek węgla, a także śladowe ilości siarkowodoru, wodoru, pary wodnej, tlenku węgla i siloksanów. Skład i struktura biogazu są zależne od komponentów użytych do jego wytworzenia.

3.1.3.3. Etanol

Stany Zjednoczone, będąc globalnym liderem w produkcji bioetanolu, wykorzystują głównie kukurydzę jako substrat do jego wytwarzania. Proces produkcyjny bioetanolu w tym kraju charakteryzuje się zastosowaniem kompleksowych metod biotechnologicznych i chemicznych, skupiających się na przekształcaniu skrobi kukurydzianej w cukry fermentowalne, głównie glukozę, co jest kluczowym etapem w produkcji bioetanolu. Hydrolyza skrobi jest realizowana za pomocą enzymów amylolitycznych, takich jak amylaza i glukoamylaza, co pozwala na efektywne rozłożenie skrobi do glukozy, która jest następnie poddawana procesowi fermentacji.

Fermentacja glukozy do etanolu i dwutlenku węgla jest przeprowadzana przez drożdże *Saccharomyces cerevisiae*³⁶³, które są szeroko stosowa-

³⁶³ W kontekście fermentacji, wykorzystanie drożdży *Saccharomyces cerevisiae* pozwala na przetworzenie około 90% dostępnej glukozy na etanol i CO_2 , z wy-

ne w przemyśle fermentacyjnym ze względu na ich wysoką efektywność fermentacyjną i zdolność do wytrzymywania stresów środowiskowych, takich jak wysokie stężenia etanolu. Proces ten jest przeprowadzany w bioreaktorach, gdzie kontrolowane warunki (temperatura, pH, dostępność tlenu) są kluczowe dla optymalizacji wydajności produkcji etanolu.

Stany Zjednoczone, jako lider w produkcji bioetanolu, generują ponad 15 miliardów galonów (około 57 miliardów litrów) bioetanolu rocznie, co stanowi około 40% światowej produkcji.

Sektor korzysta z szerokiego wsparcia rządowego³⁶⁴, które obejmuje programy subsydiów³⁶⁵ dla producentów³⁶⁶ oraz mandaty na mieszanki paliwowe, wymuszające dodawanie bioetanolu do benzyny³⁶⁷. Działania te mają na celu nie tylko zwiększenie produkcji i wykorzystania bioetanolu jako odnawialnego źródła energii, ale również wsparcie rolnictwa poprzez zapewnienie rynku zbytu dla kukurydzy³⁶⁸. Polityka ta, łącząc cele energetyczne z rozwojem rolnictwa, przyczynia się do utrzymania Stanów Zjednoczonych na pozycji światowego hegemonu w produkcji bioetanolu, jednocześnie stymulując innowacje technologiczne i rozwój infrastruktury związanej z produkcją i dystrybucją bioetanolu.

dajnością fermentacji przekraczającą 90%. Proces destylacji, niezbędny do osiągnięcia wysokiej czystości etanolu, pozwala na odzyskanie produktu o koncentracji powyżej 95%, z czym związane są koszty energetyczne rzędu 3 MJ na litr wyprodukowanego etanolu.

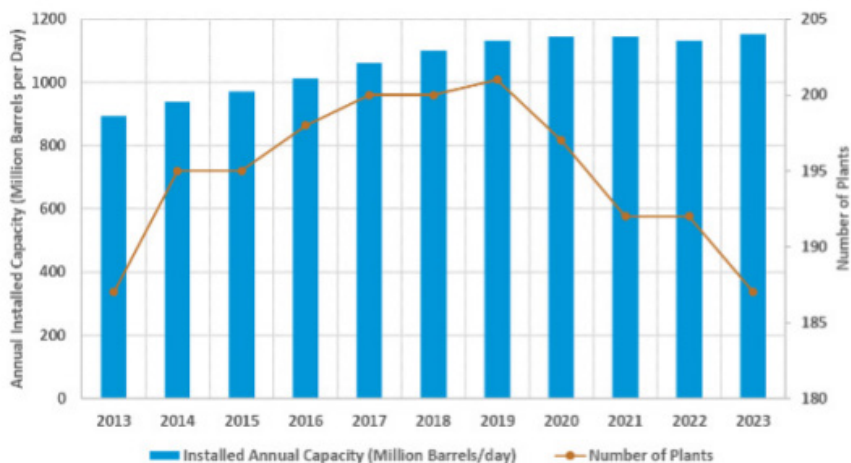
³⁶⁴ Wsparcie rządowe dla sektora bioetanolu w USA manifestuje się poprzez Renewable Fuel Standard (RFS), program, który nakłada na producentów paliw obowiązek włączania określonych ilości biopaliw do swoich produktów.

³⁶⁵ Biofuels production and development in the United States, IEA BIOENERGY T39 BIOFUEL NEWS, June 2024, s. 18, <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/07/issue65-1.pdf> [dostęp: 11.09.2024].

³⁶⁶ Częściowo wycofane w 2012 roku W USA zaprzestano dotowania produkcji bioetanolu, <https://energia.rp.pl/energetyka/art13946241-w-usa-zaprzestano-dotowania-produkcji-bioetanolu> [dostęp: 11.09.2024].

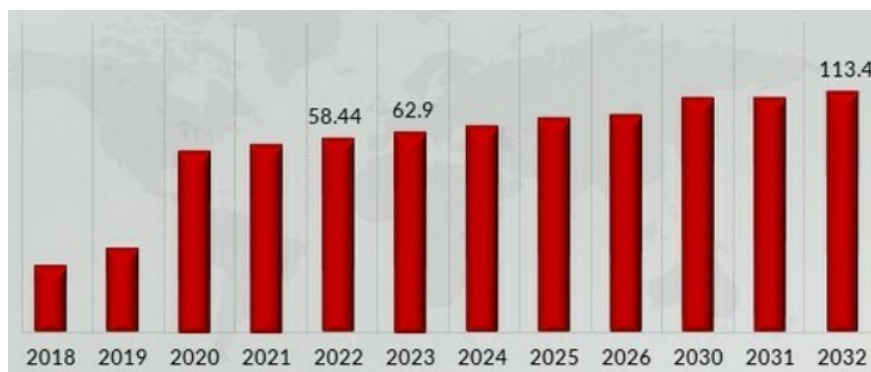
³⁶⁷ W roku 2020 mandat ten wymagał włączenia ponad 19 miliardów galonów (około 72 miliardów litrów) biopaliw, z czego większość stanowił bioetanol.

³⁶⁸ Sektor bioetanolu w USA wykorzystuje rocznie około 5,4 miliarda buszli (około 137 miliardów kilogramów) kukurydzy, co odpowiada niemal 40% całkowitej krajowej produkcji tego zboża. Proces produkcji etanolu z kukurydzy charakteryzuje się wydajnością rzędu od 2,8 do 3 galonów etanolu na buszel kukurydzy (około 400 litrów etanolu na tonę).



Rys. 3.17. Potencjał produkcyjny bioetanolu w Stanach Zjednoczonych w latach 2012–2023

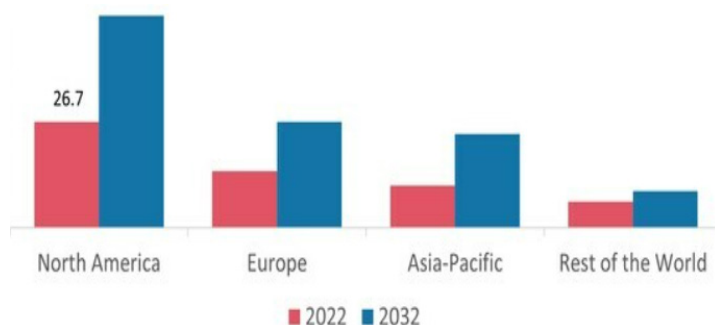
Źródło: www.ieabioenergy.com, Biofuels production and development..., op.cit., s. 10–12.



Rys. 3.18. Wielkość światowego rynku bioetanolu w mld USD stan obecny i prognozy

Źródło: <https://www.marketresearchfuture.com/reports/bioethanol-market-7176> [dostęp: 11.09.2024].

Dodatkowo, rozwój technologii drugiej generacji, umożliwiającej produkcję etanolu z celulozy i resztek roślinnych, otwiera perspektywy na dalsze zwiększenie wydajności produkcji bioetanolu, nie konkurując bezpośrednio z produkcją żywności. Inwestycje w te technologie są jednak znaczne i wymagają długoterminowego wsparcia, zarówno na po-



Rys. 3.19. Rynek bioetanolu wg regionów – stan obecny i prognozy

Źródło: <https://www.marketresearchfuture.com/reports/bioethanol-market-7176> [dostęp: 11.09.2024].

ziomie finansowym, jak i badawczym, aby stać się konkurencyjnymi na rynku biopaliw.

Koncepcja intensyfikacji produkcji etanolu jako substytutu konwencjonalnych paliw napotyka na zdecydowany opór, szczególnie w Unii Europejskiej. Zastrzeżenia formułowane przez krytyków koncentrują się głównie na problematyce rozpowszechnienia etanolu, który wciąż jest postrzegany przede wszystkim jako używka, co generuje potencjalne konsekwencje zdrowotne. Dodatkowo, istotnym wyzwaniem jest wzrost cen żywności, wynikający z przeznaczania gruntów rolnych, dotychczas wykorzystywanych do upraw roślin spożywczych, na potrzeby produkcji biopaliw. Niemniej prognozy dla światowego rynku etanolu są niezwykle pomyślne.

3.1.3.4. Biogaz/biometan

W przeciwieństwie do produkcji etanolu, wytwarzanie biogazu jest społecznie akceptowane. Jest metodą pozbawioną większych kontrowersji. Proces ten, zgodnie z wcześniejszym omówieniem, opiera się na fermentacji anaerobowej odpadów rolnych, które często nie znajdują innego zastosowania, prezentuje alternatywną ścieżkę wykorzystania biomasy. Dzięki temu, jako źródło energii odnawialnej, nie wpływa bezpośrednio na wzrost cen żywności, co stanowi znaczącą zaletę polityczną. Aprobata czy wręcz przychylność obywateli daje swobodę działania gremiom rządzącym. Oczywiście i tu w przypadku lokowania poszczególnych obiektów

pojawiają się głosy sprzeciwu pochodzące od mieszkańców sąsiadujących z taką inwestycją. Pojawiają się one głównie w związku z uciążliwościami, takimi jak emisja nieprzyjemnych zapachów. Tym samym, kwestia akceptacji społecznej stanowi istotny element procesu decyzyjnego na niższym szczeblu administracyjnym dotyczącego stawiania nowych instalacji³⁶⁹.

W kontekście naukowym, analiza cyklu życia biogazu oraz jego wpływu na redukcję emisji gazów cieplarnianych wskazuje na znaczący potencjał tej technologii w osiąganiu celów zrównoważonego rozwoju. Dodatkowo, integracja produkcji biogazu z istniejącymi systemami rolnymi jest elementem przyczyniającym się do zwiększenia efektywności energetycznej oraz zrównoważonego zarządzania zasobami naturalnymi, co stanowi istotny kierunek badań w dziedzinie energetyki odnawialnej.

Biogaz, czy precyzyjniej pozyskiwany na jego bazie metan, nigdy nie stanowił przedmiotu wymiany handlowej. Nie taki jest bowiem cel jego produkcji, przynajmniej w jej pierwotnych założeniach. Sama idea wytwarzania go, sięgająca po odpady rolnicze z lokalnych upraw i hodowli, łączy się z działaniem na rzecz zaopatrzenia energetycznego lokalnych wspólnot, biznesu etc. Wykorzystaniem go w charakterze paliwa pozwalającego na wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej zużywanej w najbliższym otoczeniu.

Przypisanie biogazowniom i ich produkcji pozycji paliw zagospodarowywanych w miejscu ich powstania odzwierciedla stan istniejący. Nie wydaje się jednakże, by był to trwały stan. W kontekście globalnych trendów energetycznych, nasuwa się przekonanie, iż przybierający na sile międzynarodowy handel biomasą zaczyna zmieniać dotychczasowe paradygmaty związane z lokalnym charakterem produkcji i konsumpcji biopaliw. Dotychczas dominowały w nim typy biomas suchych, przede wszystkim z przeznaczeniem na ko spalanie w elektrowniach i elektrociepłowniach. Jednakże obserwuje się zwiększające zainteresowanie masowym importem produktów umożliwiających także generowanie biogazu, co może stanowić przełom w percepcji i wykorzystaniu biopaliw na skalę globalną³⁷⁰.

³⁶⁹ Rozwój technologii odoryzacyjnych i systemów zarządzania odpadami może przyczynić się do minimalizacji negatywnego wpływu na środowisko i poprawy stosunków z lokalnymi społecznościami.

³⁷⁰ Międzynarodowy handel biomasą, szczególnie w kontekście wykorzystania jej do produkcji biogazu, zyskuje na znaczeniu wraz ze wzrostem świadomości na

Zmiana paradygmatu z lokalnego zagospodarowania biomasy na jej międzynarodowy handel jest napędzana przez kilka czynników. Po pierwsze, nie wszystkie regiony świata posiadają wystarczające zasoby biomasy lub odpowiednie warunki do jej efektywnego wykorzystania. Handel międzynarodowy umożliwia zatem transfer biomasy z regionów o wysokim potencjale produkcyjnym do miejsc, gdzie jej potrzeba jest największa. Wymiana ta nie musi mieć wyłącznie zaplanowanego charakteru związanego z projektowanym wykorzystaniem produktów do celów energetycznych. Można łatwo przyjąć założenie, zgodnie z którym proces ten zostanie zainicjowany przez transakcje kupna-sprzedaży nieprzetworzonych produktów roślinnych wykorzystywanych jako pasze zwierzęce. Jest to jeden z wielu możliwych scenariuszy.

Po drugie, rozwój technologii przetwarzania biomasy na biogaz i inne biopaliwa otwiera nowe możliwości dla wykorzystania szerokiego spektrum substratów, w tym tych, które były dotychczas trudne do efektywnego zagospodarowania. To z kolei może przyczynić się do zwiększenia efektywności energetycznej i ekonomicznej produkcji biogazu, czyniąc ją bardziej atrakcyjną na skalę międzynarodową.

Po trzecie, dynamiczny rozwój rynków biopaliw jest wspierany przez polityki klimatyczne i energetyczne na poziomie międzynarodowym, które promują odnawialne źródła energii. W tym kontekście, produkty umożliwiające generowanie biogazu mogą stać się przedmiotem zwiększonego zainteresowania jako alternatywa dla paliw kopalnych.

3.1.3.5. Kontrowersje wokół biopaliw

Niemniej jednak nawet w tak ograniczonym wymiarze produkcja biopaliw wnosi szereg poważnych pytań zarówno natury etycznej, jak i ekonomicznej³⁷¹.

temat konieczności dywersyfikacji źródeł energii oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych. Biomasa, jako źródło odnawialne, posiada potencjał do przyczynienia się do realizacji tych celów, zwłaszcza gdy jest wykorzystywana w sposób zrównoważony.

³⁷¹ D. Pimentel, A. Marklein, M.A. Toth, *Food Versus Biofuels: Environmental and Economic Costs*, „Hum Ecol” 2009, 37, 1, [http://np-net.pbworks.com/f/Pimentel%2Bet%2Bal%2B\(2009\)%2BFuel%2Bversus%2BFood,%2Benvi-](http://np-net.pbworks.com/f/Pimentel%2Bet%2Bal%2B(2009)%2BFuel%2Bversus%2BFood,%2Benvi-)

Pierwsze w swej istocie sprowadzają się – w pewnym uproszczeniu – do wyboru związanego z wykorzystaniem ziem uprawnych do produkcji roślinnej służącej wytwarzaniu paliw zamiast żywności, w sytuacji, gdy setki milionów ludzi cierpi z powodu niedożywienia. Dodatkowym kontekstem dla tego dylematu jest problem kurczenia się arealu rolniczego predestynowanego do zabezpieczenia podstawowych potrzeb egzystencjalnych ludzkości na rzecz zaspokojenia popytu na nośniki energii i wpływ, jaki wywiera ten stan rzecz na ceny podstawowych produktów spożywczych.

Druga grupa pytań dotyczy cen produkcji. Konkurencyjność biosurowców, a precyzyjniej wyrabianych z nich paliw płynnych, jest w znaczącej mierze determinowana notowaniami giełdowymi kopalnych węglowodorów. W przypadku państw posiadających własne zasoby naturalne koszty upstreamu będą niższe niż te, które generowane są dla bioproduktów pochodzących ze służącej temu produkcji rolnej. Właściwość ta nie odnosi się do pozyskiwania biomas z rabunkowej gospodarki leśnej, gdyż te zawsze będą niższe, niż wynikałoby to z planowanych zabiegów agrarnych. Okoliczność ta może być postrzegana jako odstępstwo od reguły w zestawieniu z cenami wydobycia, niemniej i tu w odniesieniu do ropy naftowej, czerpanej ze złóż powierzchniowych, będą one wyższe niż kopaliny. Oczywiście i te ostatnie mogą być droższe, a za przykład skrajnie wysokich kosztów wydobycia służą upstreamy offshore'owe skategoryzowane jako high deep water.

Sięganie po biopaliwa i ich rosnąca popularność na rynku to wybór związany z procesem ograniczenia emisji dwutlenku węgla do atmosfery. Ekonomiczne jego uzasadnienie w znaczącej mierze stanowi konsekwencję wszelkiego typu opłat i taryf karnych za emisję gazów cieplarnianych na czele ze wskazanym. Stanowią one jeden z kluczowych bodźców tranzykcji paliwowej. Odzwierciedleniem nakreślonego stanu rzeczy jest postawa państw rozwiniętych, które w istocie są jednocześnie największymi emitentami. Członkowie Wspólnoty Europejskiej nie są tu odosobnieni. Co ważne i warte podkreślenia, rozwiązania te wdrażane są także w państwach, które na arenie międzynarodowej stronią od sygnowania pakietów klimatycznych i porozumień na rzecz przeciwdziałania globalnemu ociepleniu.

ronmental%2Band%2Beconomic%2Bcosts,%2BHuman%2BEcology.pdf [dostęp: 12.07.2021].

3.2. Konsumpcja

3.2.1. Gaz ziemny

Nawet na poziomie obecnie funkcjonujących restrykcji dostrzega się braki, których nie można byłoby uzupełnić z żadnego innego źródła. Ryzyko wystąpienia takiego scenariusza trudno ignorować. Dotyczy ono przede wszystkim Iranu i Kataru. Szczególny niepokój w kontekście zachowania równowagi rynkowej budzi ostatni z wymienionych krajów. W przeciwieństwie do Iranu, który gros swego wydobycia przeznacza na zużycie własne, Katar posiada potężną nadwyżkę surowca i jest najbardziej liczącym się po Rosji jego eksporterem. Sprzedaje go głównie w postaci LNG, konkurując w tym segmencie z producentami ze Stanów Zjednoczonych. Głównym jego odbiorcą pozostają: Japonia, Indie, Chiny i Korea Południowa³⁷².

Tab. 3.4. Gaz ziemny – zasoby, konsumpcja, produkcja w 2023 roku

| Państwo | Zasoby (w bln m ³) | (K) Konsumpcja (mld m ³) | (P) Produkcja (mld m ³) | Bilans (P-K) (mld m ³) |
|--------------------|-----------------------------------|--|--|---------------------------------------|
| Federacja Rosyjska | 38,9 | 453,4 | 586,4 | 133 |
| Iran | 31,9 | 245,6 | 251,7 | 6,1 |
| Katar | 24,7 | 44,2 | 181,0 | 136,8 |
| Turkmenistan | 19,5 | 36,8 | 76,3 | 39,5 |
| Stany Zjednoczone | 11,9 | 886,5 | 1 035,3 | 148,8 |
| Wenezuela | 6,3 | 28,7 | 29,7 | 1 |
| Chiny | 6,1 | 404,8 | 234,3 | -170,5 |
| Świat | 196,9 | 4 010,2 | 4 059,2 | 49 |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych BP oraz Statistical Review of World Energy 2024.

W przypadku dwóch ostatnich państw zwraca uwagę sięgające ponad 7% tempo wzrostu konsumpcji w 2023 roku w ChRL. Jest to wzrost wielkości ponad 27 mld m³, natomiast Korea Południowa, po potężnym spadku zużycia, w 2015 roku wróciła do poziomu oscylującego wokół 55 mld m³, jaki wówczas odnotowano, i przekroczyła w kolejnych latach

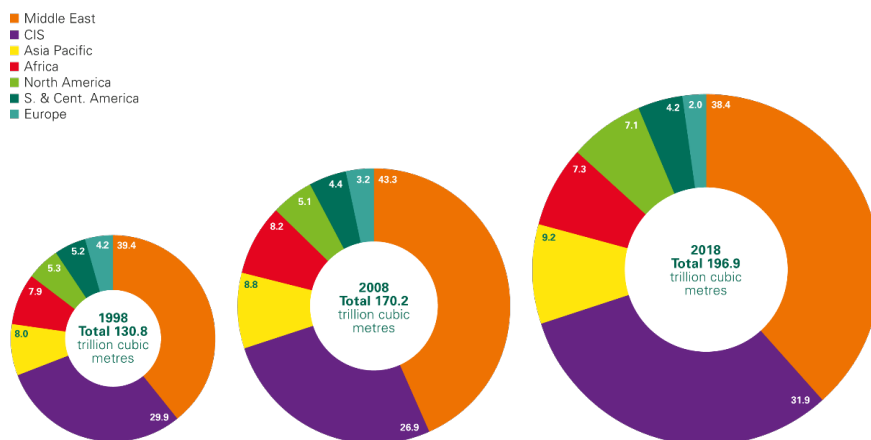
³⁷² BP Statistical Review 2019, s. 39.

granicę 60 mld m³. Odnotowana w ostatnich latach zmiana może uchodzić za prognostyk dynamiki rozwoju zapotrzebowania na kolejne lata i element niwelacji regresu z połowy dekady. W rezultacie Korea Południowa, obok Chin, staje się jednym z najbardziej chłonnych odbiorców. Inaczej jest w Japonii, gdzie zużycie jest na stabilnym poziomie i gdzie pole manewru dla eksporterów jest znacząco szersze. *Casus* Korei Południowej i ChRL dobrze oddaje istotę obserwowanego progresu, lecz nie jest on wyjątkiem. Zbliżone tendencje uwiadcniają się we wszystkich państwach, których gospodarki przeżywają burzliwy rozkwit, wychodząc z wiekowego zastoju okresu kolonializmu. Za przykład może posłużyć cały subkontynent indyjski. Utrzymaniu dotychczasowej dynamiki absorpcji gazu ziemnego sprzyja rozbudowywana na tym obszarze infrastruktura służąca do jego przesyłu i odbioru, co z wielokrotni import surowca. Oznacza to nowe kontrakty i potencjalny wakat dla realizujących je podmiotów³⁷³.

Niezwykle interesująco przedstawia się sytuacja Bliskiego Wschodu. Gaz ziemny jest w istocie jego podstawowym bogactwem. W skali światowych zasobów naturalnych kryje on w sobie niemal 40% tego surowca³⁷⁴. Uznając za jego część arabskie państwa Afryki Północnej, wielkość ta istotnie przekracza wskazany poziom. Tu też znajdują się jego potężni producenci: Katar, Iran, Arabia Saudyjska czy Zjednoczone Emiraty Arabskie (dalej: ZEA), czy, definiując region szerzej, Algieria. Przez lata był nieco stereotypowo postrzegany przez pryzmat źródła zaopatrzenia. Nie miało to jednak odzwierciedlenia w rzeczywistości. Gaz ziemny był przez cały czas istotnym nośnikiem i stanowił ważny komponent tułejszej energetyki, a także transportu. Zainteresowanie nim nie słabło. W ostatniej dekadzie średni roczny wzrost konsumpcji „błękitnego paliwa” dla państw regionu od 2008 roku oscyluje wokół 5%. Nawet obszar Azji Wschodniej i Pacyfiku ustępował mu pod tym względem. Przybierający na sile popyt nie jest prostą konsekwencją szeroko pojętego rozwoju gospodarczego. Paradoksalnie jedną z przyczyn jego podniesionego zużycia wewnętrznego jest „eksport”.

³⁷³ Statistical Review of World Energy 2024, s. 39.

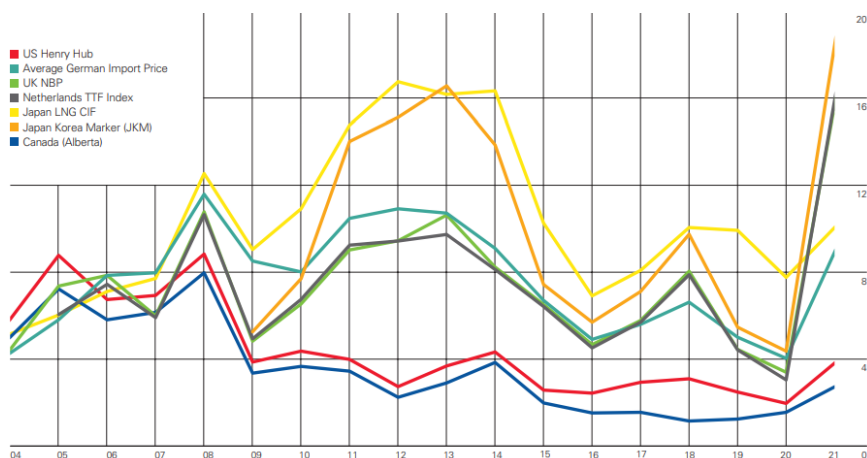
³⁷⁴ BP Statistical Review 2019, s. 30.



Rys. 3.20. Konsumpcja gazu ziemnego w odstępie dekady (w bln m³ z podziałem na regiony)

Źródło: BP.

Czynnikiem wydatnie sprzyjającym koniunkturze na „błękitne paliwo” jest utrzymująca się od dekady niska jego cena. Spadek, jaki odnotowano po 2008 roku, można przypisać konsekwencjom kryzysu z jednej strony, a z drugiej „łupkowej rewolucji” i rosnącej podaży surowca. Efekt podniesienia produkcji związany z sięgnięciem po złoża niekonwencjonalne utrzymuje się. Nie ma żadnych przesłanek, by sytuacja ta mogła trwać



Rys. 3.21. Ceny za gaz (w USD/ mln BTU)

Źródło: BP, BP Statistical Review 2022, s. 33.

dalej. Przykład Japonii i Korei Południowej, które płacą stosunkowo najwięcej za dostawy, zdaje się te przewidywania potwierdzać (rys. 3.21). Popyt na gaz ziemny rośnie szybciej niż jego produkcja. Trudno oczekiwać więc, by relacja ta nie znalazła bezpośredniego przełożenia na kurs transakcji i nie stanowiła impulsu do jego podniesienia.

3.2.2. Ropa naftowa

Grupa dziesięciu państw stanowiących największych konsumentów ropy naftowej od lat jest praktycznie niezmienna. Tworzą ją największe gospodarczo potęgi świata. Pięć z nich wydobywają więcej surowca niż same go zużywają. Są to Stany Zjednoczone, Arabia Saudyjska, Federacja Rosyjska³⁷⁵ oraz Kanada i Brazylia. W przypadku pierwszych i ostatnich z wymienionych dodatni bilans pojawił się dopiero w ostatnich latach. Co ważne i warte podkreślenia, odpowiadają za to te same okoliczności: zwiększone wydobycie i ograniczenie konsumpcji wynikające z zastąpie-

Tab. 3.5. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w 2023 roku (w tys. baryłek dziennie)

| Państwo | Produkcja | Konsumpcja | Bilans |
|--------------------|-----------|------------|----------|
| Stany Zjednoczone | 19 358 | 18 984 | 374 |
| ChRL | 4 198 | 16 577 | - 12 379 |
| Indie | 728 | 5 446 | -4 718 |
| Arabia Saudyjska | 11 389 | 4 052 | 7 337 |
| Federacja Rosyjska | 11 075 | 3 635 | 7 440 |
| Japonia | 3 | 3 366 | -3363 |
| Brazylia | 3 502 | 2 567 | 935 |
| Korea Płd. | 0 | 2 797 | - 2797 |
| Kanada | 5 653 | 2 351 | 3 302 |
| Niemcy | 0 | 1 955 | -1955 |

Źródło: Statistical Review of World Energy 2024.

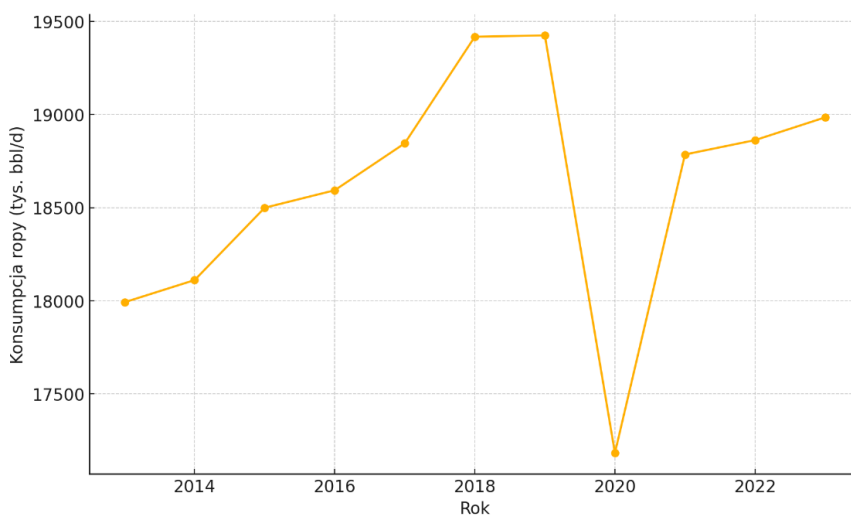
³⁷⁵ Oczywiście rodzi się pytanie o uznanie Federacji Rosyjskiej jako jednego z najsilniejszych gospodarczo państw. Odpowiedź kryje się w metodologii określającej pozycję. Przyjmując jako miernik zużycie energii, miejsce to wydaje się w pełni zasadne. Stosowanie kryterium związanego z wielkością konsumpcji nie jest niczym nadzwyczajnym. Jest ono powszechne i niejednokrotnie bardziej przydatne niż faktor dochodowy.

nia na większą skalę tradycyjnych paliw bioproduktami, w tym etanolem (patrz podrozdział 3.1.4.1).

Między państwami o najwyższym zapotrzebowaniu na produkty naftowe rysują się wyraźne różnice popytowe. Same wielkości importu i eksportu nieprzetworzonego surowca czy też już gotowych jego produktów odzwierciedlają te dyferencje.

Sprowadzanie ropy naftowej w jej pierwotnej postaci jednoznacznie wskazuje na posiadanie rozwiniętego przemysłu petrochemicznego. Stanowi on element merkantylizmu poprzez wsparcie miejscowej gospodarki i zapewnienie jej kontraktów, a także zatrzymanie marż rafineryjnych i przychodów podatkowych na rodzimym rynku.

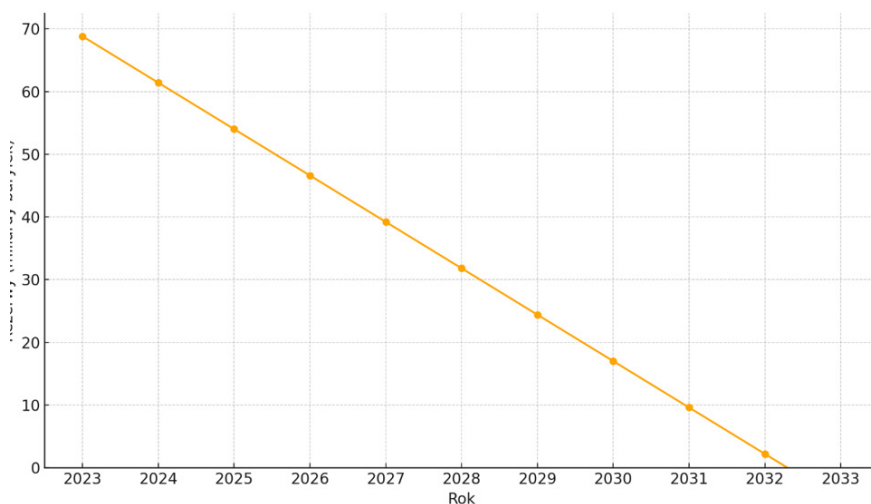
Eksport ropy naftowej w postaci niezmienionej od wydobycia często sygnalizuje niemoc związaną z potencjałem rafineryjnym. Ten stan rzecz odzwierciedla przykład Iranu. Państwo to będące jednym z największych dysponentów surowców węglowodorowych przez dekady było w istocie importerem netto produktów rafineryjnych. Sprowadzał je dla własnych potrzeb jeszcze w 2015 roku³⁷⁶.



Rys. 3.22. Konsumpcja ropy naftowej i jej produktów w Stanach Zjednoczonych w latach 2013–2023 (w tys. baryłek dziennie)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World 2024.

³⁷⁶ BP Statistical Review 2016, s. 8 i 18.



Rys. 3.23. Prognozowany spadek rezerw naturalnych ropy naftowej w latach 2022–2032 (w mld baryłek)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review 2022, s. 16.

Sankcje handlowe, jakimi został objęty Iran i jego gospodarka, pozostały głównym powodem utrzymywania się przez dekady wskazanego stanu rzeczy.

Zgola odmiennie przedstawia się casus Rosji. Jej potencjał rafineryjny znacząco przekracza popyt wewnętrzny. Ustępuje jednakże i to wyraźnie wolumenowi eksportu naftowego. Co ważne i warte podkreślenia, nie jest on całkowicie wykorzystany. W 2022 roku miejscowy przemysł był zdolny przetworzyć niemal 7 mln b/d (6821 mln b/d). Wykorzystał go w około 80%, wypuszczając na rynek 5533 mln bbl/d³⁷⁷. Rok później było to już 5668 mln bbl/d³⁷⁸.

Wynik tylko teoretycznie może satysfakcjonować. Efektywność na wskazanym poziomie z pewnością nie imponuje. Przynajmniej milion baryłek dziennie mogłoby trafiać na rynki zewnętrzne w postaci innej niż wydobyty surowiec. Tak jednak się nie dzieje i Rosja zamiast zarabiać dodatkowo na przerobieniu surowca i marżach rafineryjnych, wysyła ropę naftową. Jednym z głównych powodów tego stanu rzeczy pozostaje przybierająca na sile konkurencja w obszarze petrochemicznym. Per-

³⁷⁷ Statistical Review of World 2023, s. 25 i 26.

³⁷⁸ Statistical Review of World 2024, s. 31.

pod względem nadmienianych już możliwości przemysłu petrochemicznego 2578 bbl/d znacząco wyprzedza Kanadę, Brazylię i Niemcy.

Jak nadmieniono, obecność rezerw przerobowych na rynku usług rafineryjnych znajduje swoje odzwierciedlenie w obiegu handlowym. Sprzedaż eksportowa paliw gotowych staje się coraz trudniejsza, natomiast wzrasta atrakcyjność oferty nieprzetworzonego surowca. Za jedną i drugą okolicznością stoi ta sama przyczyna. Jest nią pragnienie obrony przez państwa o rozwiniętym przemyśle petrochemicznym własnych podmiotów branżowych.

Sytuacja ta ściśle koreluje z rosnącym zainteresowaniem zakupem surowca nieprzetworzonego, co jest zjawiskiem wielowymiarowym. Wynika ono z atrakcyjności tego surowca jako towaru w obrocie handlowym. Charakteryzuje się on bowiem daleko posuniętą elastycznością podaży, która w przeciwieństwie do paliw gotowych pozwala na dostosowanie produktu do zmieniających się warunków rynkowych i technologicznych. Urastra tym sposobem do miana surowca uniwersalnego bez ściśle określonej predestynacji produktowej. W wymiarze tym nabiera dodatkowo walorów tezauryzacyjnych, a najczęściej po prostu spekulacyjnych³⁷⁹.

Czynnikiem odpowiedzialnym za ten stan rzeczy jest dynamika cen ropy naftowej, która ma bezpośredni wpływ na decyzje zakupowe rafinerii. Fluktuacje notowań baryłki surowca mogą skłaniać do ich podniesienia i tworzenia rezerw przerobowych w okresach, gdy są one na niskim poziomie, natomiast gdy są na wysokim – skłaniać do ograniczenia przerobu na rzecz bezpośredniej sprzedaży³⁸⁰.

Poddając analizie dane dotyczące światowej produkcji rafineryjnej i rynków produktowych, nie można pominąć aspektu ochrony własnego przemysłu petrochemicznego przez państwa rozwinięte, co stanowi istot-

³⁷⁹ Niezwykle rzadko zdarza się, by wydobyta już ropa naftowa przechowywana była w okresie dłuższym niż kilkunastotygodniowy cykl koniunkturalny, co wynika m.in. z kosztów magazynowych. Odmienne sytuacja wygląda w przypadku zasobów naturalnych. Niejednokrotnie eksploatacja poszczególnych pól naftowych celowo jest wstrzymywana, a ich zasoby traktowane jako aktywa trwałe podnoszące wartość księgową zarządzającego nimi podmiotu.

³⁸⁰ Ponadto, rozwój technologii ekstrakcji i transportu ropy naftowej przyczynia się do obniżenia kosztów logistycznych, zwiększając tym samym marżę zysku dla dostawców surowca.

ny czynnik determinujący preferencje popytowe³⁸¹. Nie trudno dostrzec w nich elementy związane z polityką bezpieczeństwa. Odzwierciedla się ona w dążeniu do samowystarczalności energetycznej i zabezpieczenia strategicznych interesów gospodarczych, zwłaszcza w kontekście globalnej konkurencji oraz potencjalnych zakłóceń w łańcuchach dostaw³⁸².

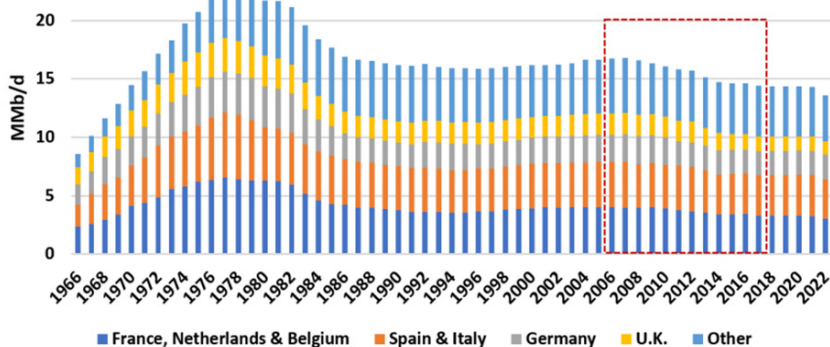
Eksponowane już wykorzystanie rodzimego potencjału petrochemicznego, manifestujące się poprzez zakupy surowca w stanie nieprzetworzonym, konstytuują dominujący trend w sektorze. Globalna struktura rynku akceptuje pewne specyficzne odchylenia od ogólnie przyjętych zasad, które szczególnie dotyczą państw o wysokim poziomie rozwoju gospodarczego. Najbardziej wyraźne przejawy takiego zjawiska można zaobserwować w Unii Europejskiej, gdzie koncerny sektora oil&gas decydują się na ograniczenie przerobu ropy naftowej w zakładach zlokalizowanych na terenie wspólnoty, optując za transferem części swojej produkcji poza jej granice. Decyzje te są podyktowane szeregiem czynników, w tym surowymi normami środowiskowymi, ograniczeniami emisji ditlenku węgla oraz obciążeniami fiskalnymi, które są nałożone na przedsiębiorstwa produkujące szeroki asortyment produktów pochodzenia naftowego, w tym paliwa, oleje, substancje smarne oraz asfalty.

Produkcję rafinerijną charakteryzuje również wysokie zapotrzebowanie na energię, co w świetle obowiązujących w państwach Wspólnoty licznych opłat oraz podatków mających wpływ na finalne ceny wykorzystywanych nośników czyni ją coraz mniej rentowną³⁸³.

³⁸¹ Zakup nieprzetworzonego surowca i jego późniejszy przerób w krajowych zakładach nie tylko umożliwia utrzymanie istniejących miejsc pracy, ale również wspiera rozwój kompetencji technologicznych i innowacyjności wewnętrznego sektora przemysłowego.

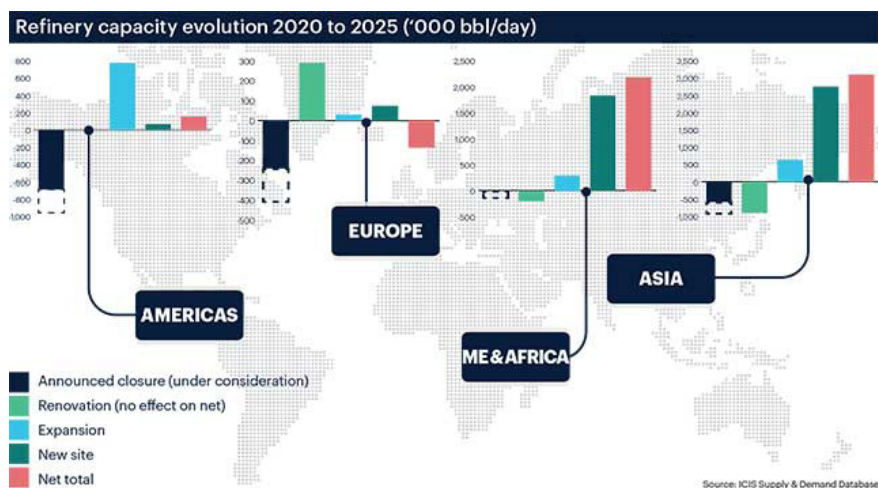
³⁸² Integracja aspektu ochrony przemysłu petrochemicznego do strategii handlowych wymaga od przedsiębiorstw nie tylko bieżącej analizy trendów rynkowych, ale także inwestycji w zaawansowane technologie przerobu oraz dywersyfikację portfolio produktowego. Działania te są kluczowe dla zachowania konkurencyjności i efektywności operacyjnej, a także dla zapewnienia zrównoważonego rozwoju sektora w warunkach zmieniającego się popytu i wymogów rynkowych. Zrozumienie i odpowiednie reagowanie na te mechanizmy rynkowe umożliwiają przedsiębiorstwom nie tylko optymalizację swoich operacji, ale również aktywne uczestnictwo w ochronie i rozwoju krajowego przemysłu petrochemicznego.

³⁸³ Wyraża się to nie tylko poprzez bezpośrednie koszty operacyjne, ale również przez konieczność adaptacji do stale ewoluującego krajobrazu regulacji środo-



Rys. 3.24. Wydajność rafinerii w Europie, włączywszy państwa postradzieckie (miesięcznie w mln bbl/d)

Źródło: RBN Energy LLC, J. Aures, *Already Gone, Part 2 – Refinery Shutdowns Around the World*, <https://rbnenergy.com/already-gone-part-2-refinery-shutdowns-around-the-world> [dostęp: 11.09.2024].



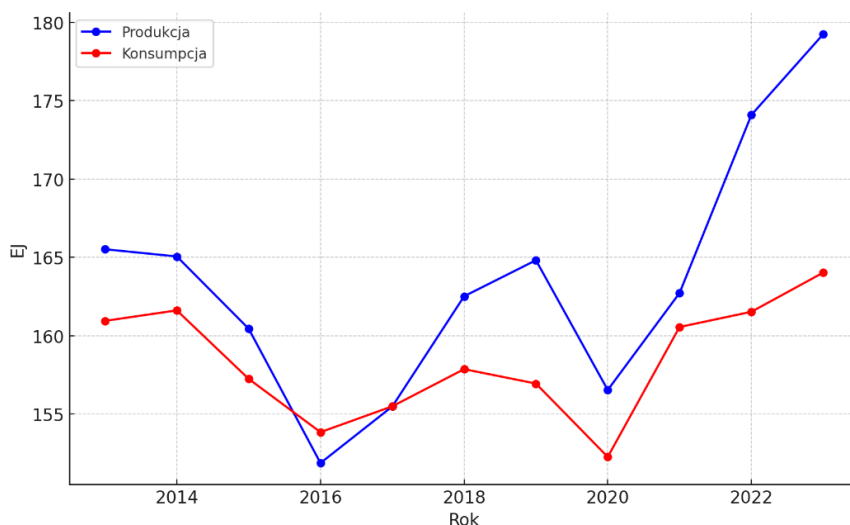
Rys. 3.25. Zmiany wydajności rafinerijnej na świecie w latach 2020–2025

Źródło: ICIS.COM, W. Beacham, *US, Europe petchems face uncertain future as mega-refineries come onstream*, https://www.icis.com/subscriber/icb/2021/06/25/10656067/us-europe-petchems-face-uncertain-future-as-mega-refineries-come-onstream/#_=# [dostęp: 11.09.2024].

wiskowych, co wymaga od przedsiębiorstw znaczących inwestycji w technologie ograniczające wpływ na otoczenie przyrodnicze oraz zwiększające efektywność energetyczną.

3.2.3. Węgiel

Biorąc pod uwagę wielkości bezwzględne, w latach 2016–2018 nastąpił progres w zakresie produkcji i konsumpcji węgla na rynkach światowych, mimo zauważalnych zmian w strukturze globalnej energetyki.. Wspomniane zmniejszenie jego części w globalnym popycie ma prawo uchodzić za konsekwencje umacniającej się pozycji innych nośników, a nie jego bezpośredniej deprecjacji na rynku. Rosnąca podaż surowca przy braku wyraźnego spadku kursu jego notowań nie może uchodzić za oczywisty symptom rychłej dekarbonizacji energetyki. Nie wynika też z publikowanych informacji dotyczących obiegu handlowego, by zintensyfikować działania spekulacyjne, co mogłoby wyjaśnić brak znaczącej dynamiki spadku cen. Rolę stabilizatora rynku przejęły szybko rozwijające się gospodarki azjatyckie. W czasach świetności energetyki węglowej pozostawały one na uboczu światowych trendów. Współcześnie tempo, w jakim się rozwijają, niesie ze sobą intensywny wzrost zapotrzebowania na tanie i niewymagające zaawansowanych technologii rozwiązania, które pozwalają zaspokoić rosnący popyt na energię produkcją własną. Kontekst środowiskowy związany z emisjami gazów oraz zmianami kli-



Rys. 3.26. Globalna produkcja i konsumpcja węgla w latach 2012–2023 EJ

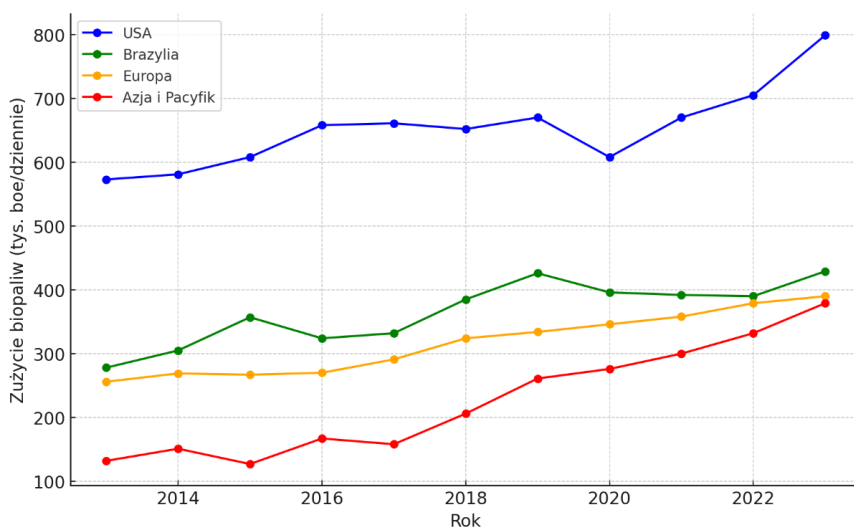
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BP i IEA.

matycznymi wyraźnie ustępuje doraźnym potrzebom. W ich przypadku węgiel stwarza takie możliwości.

W istocie analizując globalną konsumpcję tego surowca, trudno znaleźć jakiegokolwiek przesłanki wskazujące na całkowitą rezygnację z jego użycia i załamania się rynku. Wyraźna nadwyżka wydobycia (patrz rys. 3.26) nad i tak rosnącym popytem z dużą dozą prawdopodobieństwa przyczyni się do spadku cen węgla, co będzie prawdopodobnie stanowiło dalszy impuls stymulujący zapotrzebowanie na niego.

Póki co jednak, skutecznie podtrzymują i kreują zainteresowanie tym nośnikiem, spowalniając proces limitacji jego użytkowego znaczenia. Powiększającymi się rynkami zbytu są tu ChRL oraz Indie, a na dalszym planie Korea Południowa. Pozwala to największym dysponariuszom zasobów naturalnych węgla, takim jak: Stany Zjednoczone, Federacja Rosyjska, Australia czy Indonezja, niwelować straty, jakie niesie im obserwowana od początku dekady wyraźna redukcja zapotrzebowania na ten typ paliwa w Ameryce Północnej, a w dalszej kolejności w państwach unijnych.

Dalszy rozwój sektora węglowego w Rosji będzie zależał od zdolności adaptacji do zmieniających się warunków rynkowych i środowiskowych,



Rys. 3.27. Zużycie biopaliw w latach 2013–2023 (w tys. boe dziennie)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2023, s. 51.

z jednoczesnym wykorzystaniem potencjału geologicznego kraju. Inwestycje w technologii czystego spalania węgla, wychwytywania i składowania CO₂, a także integracja węgla z odnawialnymi źródłami energii, stanowią kluczowe kierunki rozwoju, które mogą pozwolić na zrównoważone wykorzystanie zasobów węglowych przy jednoczesnym minimalizowaniu wpływu na środowisko naturalne.

Globalna dekarbonizacja i wynikające stąd problemy ze zbytem węgla, a zarazem dążenie do utylitarne go wykorzystania jego zasobów prowadzą do daleko idących zawirowań na rynkach. Interesującym przykładem jest tu Kazachstan. Ograniczenie eksportowe tego państwa pozwoliło na utrzymanie niskich cen energii, co wykorzystane zostało przez rynek kryptowalut. Stał się on prawdziwym zagłębiem ich produkcji. Co więcej, tamtejszy parlament prawnie wsparł tę drogę rozwoju³⁸⁴, tworząc ustawę o aktywach cyfrowych Republiki Kazachstanu³⁸⁵.

Kazachstan nie wydaje się tu odosobniony. Węgiel kamienny jako pewne i stałe źródło energii jest skwapliwie wykorzystywany przez branżę cyfrowych środków płatniczych. Przypadków syndykatów łączących zdający się być paliwem przeszłości surowiec oraz podbijających świat rynek kryptowalut nie brakuje. Do potentatów działań w tym obszarze należą ChRL, Stany Zjednoczone, Kazachstan oraz Rosja³⁸⁶.

W Europie oraz Azji Wschodniej i Pacyfiku biopaliwa w przeważającej mierze wykorzystywane są w postaci biodiesla. Wytwarza się go i zużywa znacznie więcej niż etanolu jako dodatku do benzyn silnikowych czy też paliw tego typu produkowanych na bazie biomasy. W przypadku Starożytnego Kontynentu proporcja ta w 2022 roku wynosiła 4:1, natomiast dla państw regionu Azji Wschodniej i Pacyfiku 1,8:1. Dominacja biodiesla nad etanolem w tych regionach wynika z różnic w dostępności surowców, technologii produkcji oraz preferencji konsumenckich.

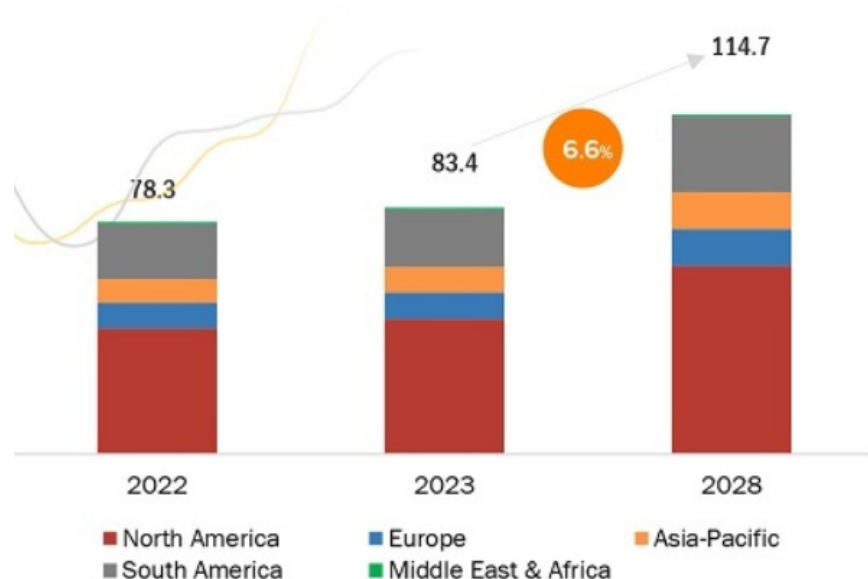
³⁸⁴ SPUTNIK KAZAKHSTAN, Как в Казахстане будут регулировать майнинг криптовалют, 07.12.2022, <https://ru.sputnik.kz/20221207/kak-v-kazakhstane-budut-regulirovat-mayning-kriptoalyut-30085997.html> [dostęp: 22.02.2023].

³⁸⁵ On digital assets in the Republic of Kazakhstan, Law of the Republic of Kazakhstan №. 193-VII LRK of February 6, 2023, <https://adilet.zan.kz/eng/docs/Z2300000193> [dostęp: 23.02.2023].

³⁸⁶ Kopalnia bitcoinów kupiła elektrownię węglową. Firma spala 600 tys. ton węgla rocznie, <https://forsal.pl/biznes/ekologia/artykuly/8258690,kopalnia-bitcoinow-kupila-elektrownie-weglowa.html> [dostęp: 23.02.2023].

Nie bez znaczenia pozostaje także wsparcie polityczne dla tego typu paliwa. W UE jest ściśle kojarzone z rolnictwem i stanowi narzędzie sprzyjające jego subwencjonowaniu. W szerszym rozumieniu, właściwym dla całego obszaru, biopaliwo traktowane jest jako część strategii zwiększania niezależności energetycznej. Podobnie w Azji Wschodniej i Pacyfiku, jest elementem szerszej polityki dywersyfikacji źródeł energii i zwiększenia bezpieczeństwa paliwowego.

W analizowanym kontekście charakterystyki konsumpcyjnej i dynamiki zmian, jakim ona ulega, wyróżnić należy wyodrębniające się prawidłowości. Pierwszą z nich jest tempo rozwoju rynku biopaliw. Postęp widoczny jest wszędzie, lecz rozkłada się on bardzo nierównomiernie. W państwach mających dłuższe tradycje użytkowania tego typu paliw, gdzie stanowią one integralną część miejscowej kultury energetycznej, wzrost ten uwarunkowany jest wynikami produkcji rolnej i cenami substratów wykorzystywanych do ich wytworzenia, czyli w tym przypadku etanolu. W rozpatrywanym okresie 2012–2022 w Stanach Zjednoczonych progres kształtował się na poziomie 34%, a w Brazylii 64%. Biorąc



Rys. 3.28. Rynek bioetanolu – prognozy (w mld USD)

Źródło: Bioethanol _ Market Research Raport – 2023, <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/bioethanol-market-131222570.html> [dostęp: 11.09.2024].

pod uwagę skalę nasycenia miejscowych rynków wewnętrznych i wielkość zużycia, są to rezultaty znaczące.

Najwyraźniejszą dynamikę wzrostową odnotowano we wskazanym przedziale czasowym w regionie Azji Wschodniej i Pacyfiku. Przekroczyła ona 300%. Głównym udziałowcem tego rezultatu jest Indonezja, gdzie produkcja biopaliw podniosła się o 527%.

Rosnący popyt na biopaliwa wynika w znaczącym stopniu z korzystnej relacji w stosunku do węglowodorów kopalnych, co w przypadku przybierającej na sile podaży w Indonezji i Brazylii wiąże się z kosztami pozyskania surowca, czego ofiarą w przypadku tychże państw są unikalne przyrodniczo zasoby leśne.

W Stanach Zjednoczonych wytwarzany jest on głównie z kukurydzy. Także w Europie wykorzystuje się ją w tym celu. Bioetanol produkowany jest tu wyłącznie z roślin uprawnych. Poza wymienioną rośliną wykorzystywane do tego celu są podstawowe zboża oraz ziemniaki. Rozwój górnictwa służącego celom paliwowo-energetycznym nie pociąga za sobą poszerzenia areałów rolnych kosztem przyrody, jak to ma miejsce w Indonezji czy Brazylii.

Uwagę zwracają prognozy rozwoju rynku bioetanolu. Według przewidywań w 2028 roku ma on sięgać niemal 115 mld USD. Wzrost dotyczyć będzie wszystkich regionów, największa jego dynamika spodziewana jest na obszarach obecnie przodujących w jego produkcji i konsumpcji, czyli w Ameryce Płn. i Płd. Dokona się głównie za sprawą jego liderów – Stanów Zjednoczonych i Brazylii.

Przytoczone przewidywania właściwie oddają potencjał etanolu jako paliwa w globalnym miksie energetycznym. Jednakże tempo wprowadzania go jako paliwa w Europie, w tym w Polsce, napotyka na szereg ograniczeń, które wpływają na dynamikę jego adaptacji.

Wspomniane spowolnienie działań w zakresie produkcji i wdrażania etanolu jako paliwa w Europie, w tym także w Polsce, ma złożone podłoże. W przeciwieństwie do Ameryki, gdzie bioetanol jest szeroko stosowany, w Europie, a szczególnie w Polsce, dominuje tendencja stawiania na biodiesel jako główne biopaliwo do zasilania silników. W przeciwieństwie do etanolu może być on stosowany w bardziej skomplikowanych silnikach. Poddanie w wątpliwość tego stwierdzenia jest uzasadnione z perspektywy efektywności energetycznej oraz wpływu na środowisko.

Bezpośrednie spalanie etanolu, ze względu na jego właściwości chemiczne i spalania, może oferować korzystniejszy bilans emisyjny oraz większą efektywność energetyczną w porównaniu do biodiesla.

Jednakże bezpośrednie wykorzystanie etanolu w czystej postaci jako paliwa napotyka na polityczne i regulacyjne ograniczenia. Unia Europejska, w tym Polska, zmagają się z wyzwaniem, które wpływa na strategię dotyczące biopaliw. Najpoważniejszym z nich jest problem akceptacji społecznej oraz dostosowania infrastruktury paliwowej, co stanowi barierę dla szerszego wprowadzenia etanolu jako alternatywnego źródła paliwa. Ograniczenia te są częściowo wynikiem mocno zakorzenionego lobby przemysłu naftowego oraz producentów biodiesla, którzy mogą odczuwać zagrożenie dla swoich interesów w przypadku przesunięcia rynkowego w kierunku etanolu.

Rozważając bezpośrednie spalanie etanolu w kontekście jego efektywności energetycznej i wpływu na środowisko, nie można ignorować korzyści płynących z niższej emisji zanieczyszczeń oraz potencjału odnawialnego źródła energii. Wymaga to jednak przełamania barier politycznych i regulacyjnych, a także inwestycji w rozwój technologiczny oraz infrastrukturę, co umożliwiłoby szersze zastosowanie etanolu. Przyszłość rynku bioetanolu, w tym w Polsce, będzie zatem zależała od zdolności do przekształcenia obecnych ograniczeń w szansę dla zrównoważonego rozwoju energetycznego.

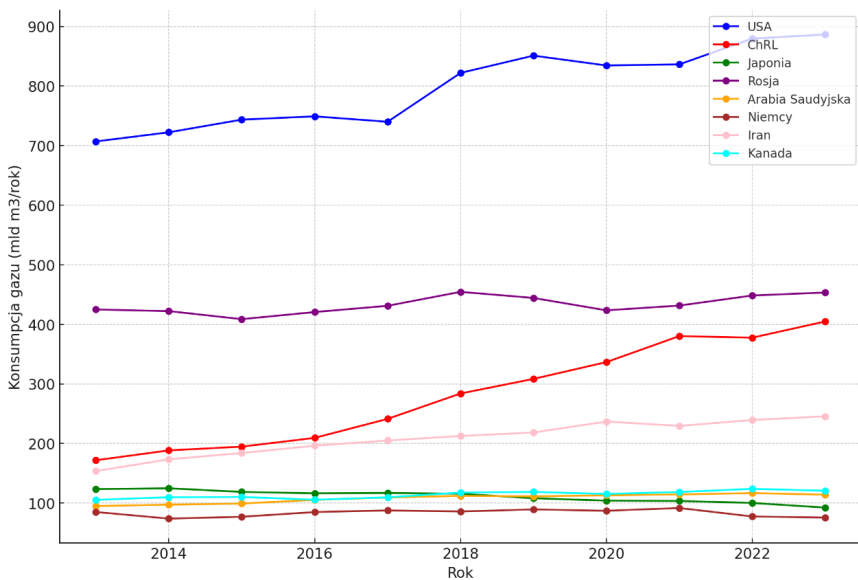
4

Elementy specyfiki handlu kopalnymi surowcami energetycznymi

4.1. Kierunki przepływu towarowego

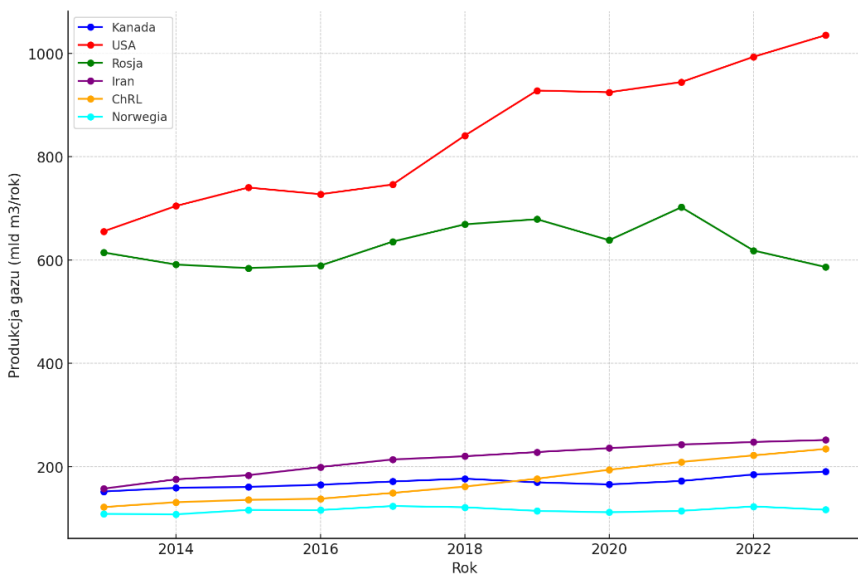
Grupa państw producenckich nie jest tożsama z oferentami surowca. Nie brak bowiem w niej importerów. W przypadku węglowodorowych paliw kopalnych dobrze odzwierciedla to *casus* Stanów Zjednoczonych. Dysponują one jednymi z najpotężniejszych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Zajmują pod tym względem odpowiednio 5. (patrz tab. 3.4) i 9. (patrz rys. 3.23) miejsce w świecie jako właściciel 6% i 3,5% znanych na naszej planecie rezerw naturalnych. Od 2013 roku są też niekwestionowanym liderem ich wydobycia, wyprzedzając pozostałe państwa producenckie.

Prymat ten nie zapewnił Stanom Zjednoczonym miejsca w gronie eksporterów, gdyż ich wewnętrzne potrzeby znacząco wykraczają ponad poziom rodzimej produkcji. W konsekwencji są importerami netto ropy naftowej, a niekiedy i gazu ziemnego. Nominalnie też lokują się w tejże grupie państw. W przypadku węglowodorów czytelność klasyfikacji zakłóca prowadzony przez nie na szeroką skalę reeksport. Przedmiotem dalszej sprzedaży jest przede wszystkim gaz ziemny. Najczęściej dotyczy to surowca sprowadzonego z Kanady, a sporadycznie także i tego trafiającego z Rosji. Nie zawsze jednak pochodzącego stamtąd, bowiem także i ta ostatnia występuje tu w podwójnej roli eksportera i reeksportera. W kontekście handlu naftowego *casus* Stanów Zjednoczonych jest wyjątkowy. Od kryzysu paliwowego z początku lat 70. XX wieku wewnętrzne regulacje prawne zakazywały wywozu za granicę wydobywanej tu



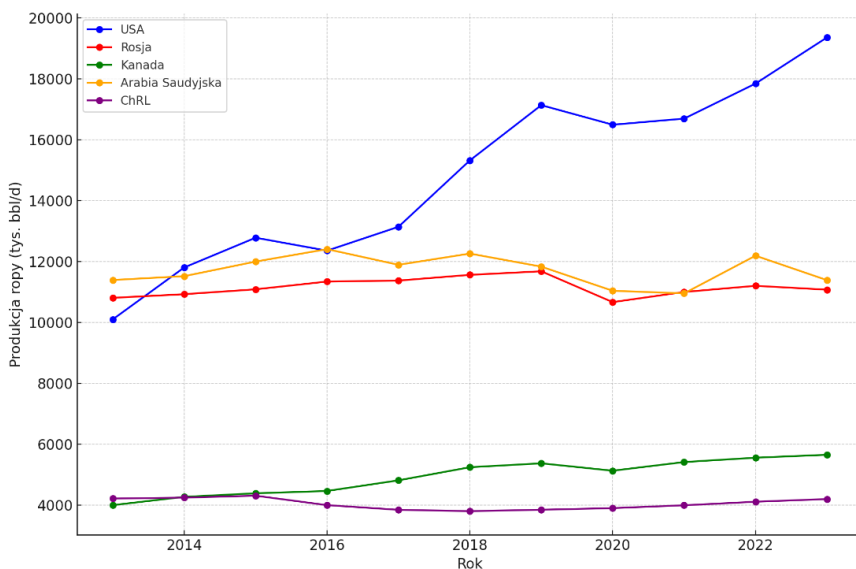
Rys. 4.1. Zużycie gazu ziemnego przez największych konsumentów w latach 2013–2023 (w mld m³ rocznie)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024.



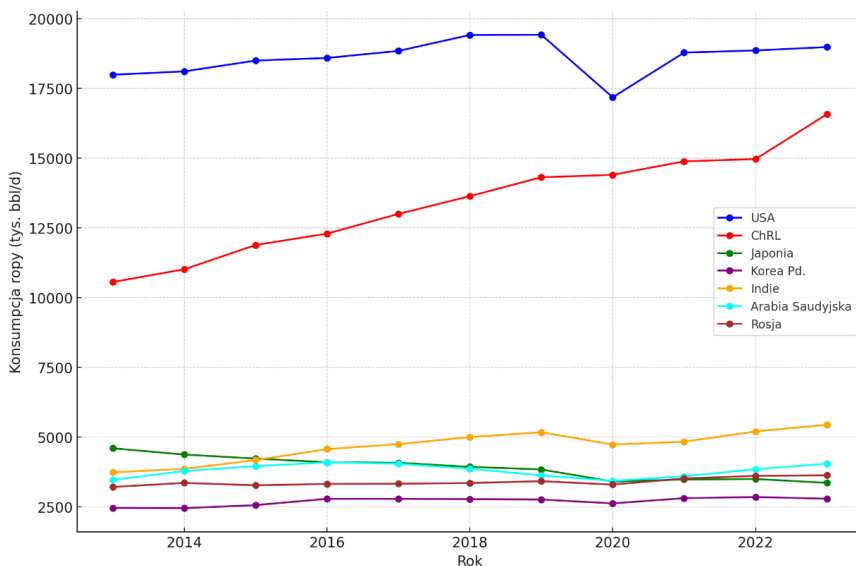
Rys. 4.2. Produkcja gazu ziemnego przez największych producentów w latach 2013–2023 (w mld m³ rocznie)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024.



Rys. 4.3. Produkcja ropy naftowej przez największych konsumentów i producentów

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024.



Rys. 4.4. Konsumpcja ropy naftowej przez największych konsumentów i producentów

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024.

Legislacyjna zapora zabraniająca wywozu rodzimego surowca i sygnalizowany już brak celowości takich zabiegów nie były jedynymi przeszkodami, jakie stały za ograniczeniami. Także system logistyczny nie był do tego przygotowany. Cushing w stanie Oklahoma pozostające niezmiennie od lat centrum magazynowym i dystrybucyjnym połączone było z terminalami naftociągami przystosowanymi głównie do przesyłu jednokierunkowego od wybrzeży. Sytuacja zmieniła się dopiero po 2010 roku, kiedy uruchomiono rurociąg Keystone³⁹⁰. W 2012 roku doprowadzono go do Cushing i stanowił kolejne źródło dostaw do znajdującego się tam kompleksu magazynowego. Docelowo zgodnie z założeniami zakończył swój bieg nad Zatoką Meksykańską, tworząc potencjał do wywozu surowca za granicę³⁹¹. Terminalem służącym do jego obsługi stał się Houston.

Na zmiany, jakie zaszły po 2010 roku, złożyło się nie tylko oddanie do użytku Keystone, lecz także nienotowany od dekad gwałtowny wzrost wydobycia surowców węglowodorowych na kontynencie północnoamerykańskim, związany z eksploatacją złóż niekonwencjonalnych³⁹². Sięgnięcie po nie stało się ekonomicznie zasadne dopiero po spadku kursu baryłki na światowych giełdach, do którego doszło po wybuchu kryzysu w 2008 roku. Obie te przesłanki stały za dyskusją dotyczącą zniesienia zakazu eksportu ropy naftowej wydobywanej na terenie Stanów Zjednoczonych. Główna przyczyna, która do tej pory blokowała wywóz w postaci deficytu rodzimego surowca, straciła na znaczeniu. W 2018 roku wewnętrzna konsumpcja w Stanach Zjednoczonych oparła się na wydobywanej na miejscu ropy naftowej (rys. 4.6). Dalsze trwanie przy zakazie z punktu widzenia gospodarki straciło rację bytu.

Decyzja w sprawie zniesienia zakazu zapadła w grudniu 2015 roku³⁹³. Sytuacja ta nie pozostała bez wpływu na obrót surowcem. Znaczenie zmiany nie ograniczało się do skutku pojawienia się na światowych ryn-

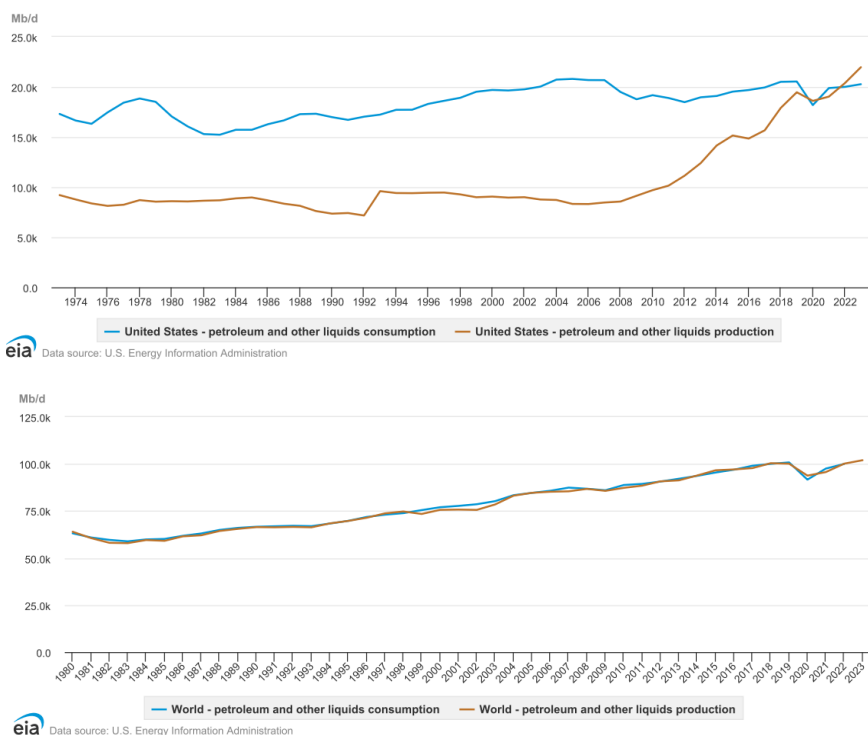
³⁹⁰ Keystone – Documents and Maps, <https://www.tcenergy.com/operations/oil-and-liquids/keystone-xl/keystone-xl-documents-and-maps/> [dostęp: 22.03.2024].

³⁹¹ B. Clayton, *The Case for Allowing U.S. Crude Oil Exports*, <https://www.cfr.org/report/case-allowing-us-crude-oil-exports> [dostęp: 25.02.2020].

³⁹² M. Paszkowski, *Analiza...*, *op.cit.*, s. 41–42.

³⁹³ *Ibidem*, s. 39–40.

4.1. Kierunki przepływu towarowego



Rys. 4.7. Dynamika wzrostu produkcji ropy naftowej w Stanach Zjednoczonych w latach 1974–2023 vs. wzrost konsumpcji na świecie

Źródło: EIA.

dzie³⁹⁶. W 2023 roku średni wzrost globalnej produkcji przekroczył 2% przy przeciętnej z ostatniej dekady 0,9%³⁹⁷. Konsumpcja w tym czasie podniosła się o 2,6%. Pod tym względem 2023 rok niemalże nie odbiegał od poprzednich lat³⁹⁸. Wpływ, jaki niosło za sobą wcielenie się Stanów Zjednoczonych w rolę eksportera rodzimej ropy naftowej, nie wiązał się zatem jedynie ze znaczeniem, jakie posiadały wywożone stąd baryłki dla równowagi popytowo-podażowej, chociaż i ta wartość nie może być ignorowana. Istotne miejsce należy przypisać przekazowi, jaki wiązał się z tą decyzją dla giełd.

³⁹⁶ BP Statistical Review 2019, s. 16.

³⁹⁷ Statistical Review of World Energy 2024, s. 21.

³⁹⁸ *Ibidem*.



Rys. 4.8. Ceny ropy naftowej od 2005 roku do 17.10.2024 roku (w USD/bbl notowania WTI)

Źródło: Macrotrends, WTI Crude Oil Prices – 5 Year Daily Chart, <https://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart>>Source</a [dostęp: 17.10.2024].

Sygnalizował on niejednoznacznie konieczność odejścia od traktowania Stanów Zjednoczonych wyłącznie w kategoriach rynku zbytu i konsumenta o najpotężniejszym potencjale absorpcyjnym. Nie sposób przecenić znaczenia tej informacji dla stabilizacji cen na stosunkowo niskim poziomie. Takim, który finalnie sprzyja koniunkturze gospodarczej, co odzwierciedla się na wykresie historycznych notowań (rys. 4.2). W 2014 roku samo złożenie wniosku i zapowiedź zniesienia ograniczeń skutkowało spadkami cen, umocnionymi w grudniu 2015 roku prawnym usankcjonowaniem tych wysiłków.

W kontekście analizy kierunku przepływu transakcji związanych z międzynarodowym handlem ropą naftową i jej produktami, warto odnieść się do danych dotyczących konsumpcji w Stanach Zjednoczonych oraz zmniejszających się tam zasobów naturalnych tego surowca, przedstawionych w poprzednim rozdziale (rys. 3.23). W tym kontekście pewne zaskoczenie może budzić systematyczny wzrost wydobywania, pomimo zniesienia zakazu eksportu. W przypadku ograniczonych zasobów działania te mogą wydawać się nieracjonalne, jeśli przyjąć założenia, zgod-

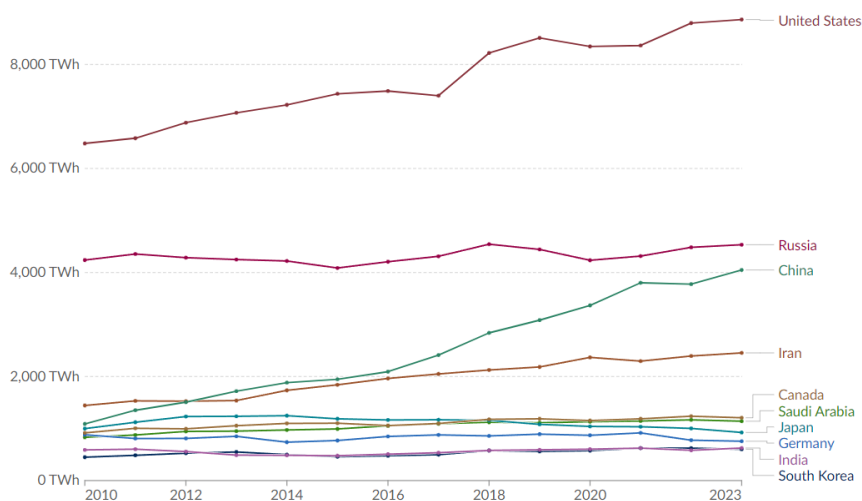
nie z którymi rynek nie doświadczy rewolucyjnych zmian i będzie się rozwijał zgodnie z dotychczasowymi zasadami. Podjęte kroki prowadzą bowiem bezpośrednio do wyczerpania tych zasobów. Opierając się na raportach EIA i BP (rys. 3.23), w sytuacji braku importu, wyczerpanie to mogłoby nastąpić już w kolejnej dekadzie. Nie wydaje się jednak, by taki scenariusz był pożądanym przez amerykańską administrację. Kontynuacja wydobycia na obecnym poziomie miałyby sens jedynie przy założeniu gwałtownej obniżki cen surowca, np. w wyniku masowego przejścia na alternatywne źródła energii w motoryzacji. Jednakże taka sytuacja wydaje się mało prawdopodobna. Rozważając różne scenariusze, można również zakładać możliwość eksploatacji złóż zagranicznych, lecz stosunkowo nieodległych geograficznie. Pierwsza przychodzi na myśl Wenezuela, kraj dysponujący największymi zasobami ropy naftowej na świecie. Nie można także wykluczyć istnienia innych scenariuszy rozwoju sytuacji³⁹⁹. Niemniej jednak, przy obecnym stanie wiedzy, są to jedynie spekulacje. Nie do końca stanowią też satysfakcjonujące wyjaśnienie dla prowadzonej obecnie przez Stany Zjednoczone polityki naftowej.

Stany Zjednoczone reeksportują także gaz ziemny. Dostarczany jest on do odbiorców m.in. w Europie w postaci skroplonej.

Reeksport praktykowany jest także przez Rosję będącą trzecim największym producentem ropy naftowej i drugim gazu ziemnego. Także przez Iran, plasujący się tu odpowiednio na 5. i 3. pozycji na świecie, który sprzedaje nie tylko surowiec wydobywany u siebie. Dla obu wymienionych źródłem dodatkowego zaopatrzenia stały się kaspijskie państwa Azji Centralnej – Kazachstan i Turkmenistan – przede wszystkim

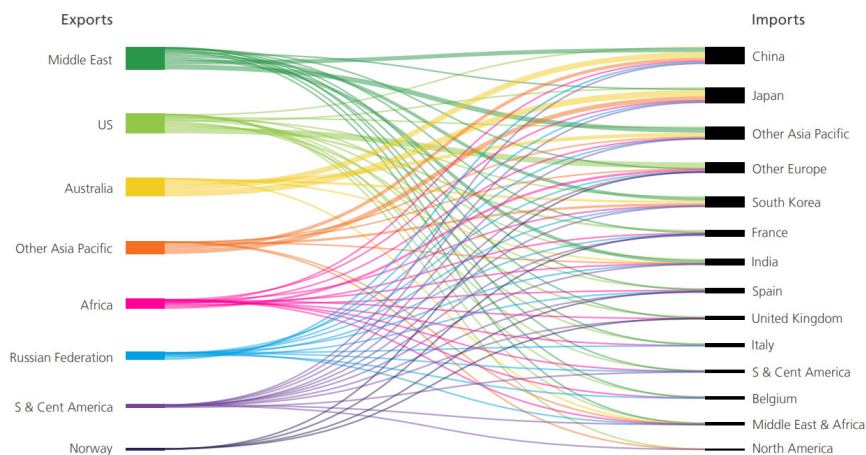
³⁹⁹ Np. zacieśnienia współpracy energetycznej z Kanadą i Meksykiem w ramach umowy USMCA (następca NAFTA), aby zapewnić sobie stabilność dostaw z bezpiecznych, bliskich źródeł. Taka integracja w ramach regionu może ograniczyć konieczność importu z innych, bardziej niestabilnych regionów świata. Potencjalnym rozwiązaniem byłoby poprawa relacji z Rosją. Mogłoby to otworzyć drzwi do współpracy energetycznej, zwłaszcza w kontekście eksploatacji zasobów Arktyki. Bliskość geograficzna mogłaby stymulować wspólne projekty energetyczne. Stany Zjednoczone mogłyby też stosować bardziej złożone strategie spekulacyjne, wpływając na globalne ceny ropy, co mogłoby pomóc w zabezpieczeniu gospodarki przed nagłymi skokami cen. Takie podejście mogłoby obejmować zarówno manipulację eksportem, jak i zakupami surowca na rynkach zagranicznych.

4. Elementy specyfiki handlu kopalnymi surowcami energetycznymi



Rys. 4.9. Konsumpcja gazu ziemnego w TWh w latach 2010–2023

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024.

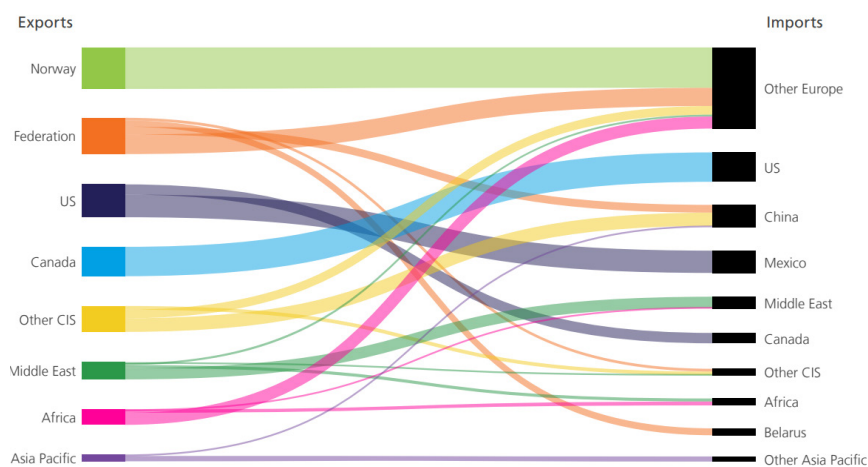


Rys. 4.10. Kierunki przepływu LNG w 2023 roku

Źródło: Statistical Review of World Energy 2024.

jeśli chodzi o gaz ziemny. W przypadku Iranu potężny i dynamicznie rosnący popyt wewnętrzny⁴⁰⁰, a także ograniczona infrastruktura przetwórcza w postaci będącego w ciągłej rozbudowie od 2007 roku terminalu załadunkowego limitują możliwości wywozowe⁴⁰¹.

W Rosji podobne ograniczenia nie występują. Ponad 90% dostarczanego przez nią zagranicznym kontrahentom surowca, tj. 223 mld m³ z 247,9 mld m³, przesyłane jest rurociągami. W postaci LNG w 2018 roku trafia tam 24,9 mld m³⁴⁰². Także i tu intensywnie rozbudowywane są stacje skraplania LNG⁴⁰³.



Rys. 4.11. Kierunki przepływu gazu ziemnego rurociągami w 2023 roku

Źródło: Statistical Review of World Energy 2024.

Przykład Stanów Zjednoczonych, Rosji czy nawet Iranu dowodzi braku możliwości zastosowania jednoznacznego podziału na państwa produkcyjne i konsumenckie, czyli oferentów i odbiorców w handlu gazem

⁴⁰⁰ Iran Natural Gas Consumption, https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=0000000g&c=000000000000000000002000000000000004&ct=0&ug=8&tl_id=3002-A&vs=INTL.26-2-IRN-BCM.A~INTL.26-2-POL-BCM.A&vo=0&v=T&start=1980&end=2017 [dostęp: 29.12.2019].

⁴⁰¹ Iran Liquefied Natural Gas Co., <http://www.iranlng.ir/index.php/en/eng-about-us/company-overview> [dostęp: 1.01.2020].

⁴⁰² *Natural Gas: Inter-regional Trade*, BP Statistical Review 2019, s. 38.

⁴⁰³ Overview of Russian LNG Projects, <https://www.pwc.ru/en/publications/russian-lng-projects.html> [dostęp: 2.01.2020].

ziemnym. Czytelniejszym kryterium pozostaje klasyfikacja na eksporterów i importerów netto tego surowca.

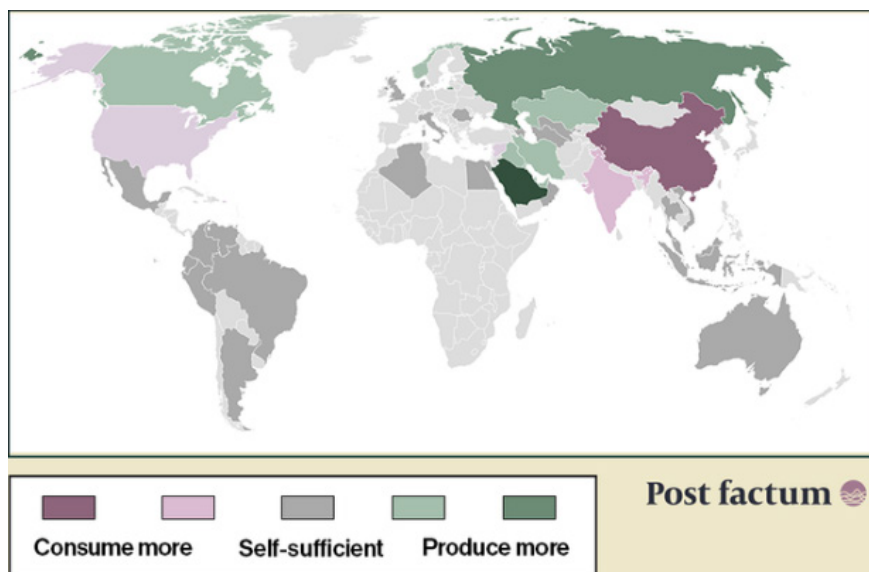
Tab. 4.1. Państwa o największej nadwyżce eksportowej i importowej gazu ziemnego w 2023 roku

| Eksport (w mld m³) | Import (w mld m³) |
|--------------------------------------|-------------------------------------|
| Stany Zjednoczone – 148,8 | ChRL – 170,5 |
| Katar – 136,8 | Japonia – 92,4 |
| Rosja – 133 | Niemcy – 71,9 |
| Norwegia – 112,8 | Meksyk – 62 |
| Australia – 111,6 | Korea Płd. – 60,1 |
| Kanada – 69,6 | Włochy – 55,8 |
| Algieria – 55,2 | Turcja – 48,4 |
| Turkmenistan – 39,5 | Francja – 48,4 |
| Malezja – 35 | Hiszpania – 29,3 |
| Nigeria – 25 | Wielka Brytania – 29 |
| Indonezja – 18,9 | Tajlandia – 21,5 |
| Uzbekistan – 17,1 | Polska – 16 |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Statistical Review of World Energy 2024 oraz EIA.

Sytuację ropy naftowej i jej produktów odwzorowano w tabeli 4.1. Gdy wydzielimy łączną kategorię największych importerów dla obu omawianych surowców, znajdują się w niej: ChRL, Japonia, Niemcy, Korea Pd., Włochy, Francja, Hiszpania, Wielka Brytania. Gospodarki tych państw należą do najpotężniejszych na świecie i całkowicie zdanych na dostawy z zewnątrz. Pozostałe państwa (Meksyk, Turcja, Stany Zjednoczone, Indie i Holandia) także są zmuszone sprowadzać do zaspokojenia swych potrzeb te dwa paliwa węglowodorowe, przy czym jedno z nich w sposób istotny uzupełnia rodzimą produkcją nadmienionych kopaliny – ropy naftowej: Stany Zjednoczone, Meksyk, Wielka Brytania, natomiast gazem ziemnym – np. Holandia. To za sprawą własnej produkcji mieszczą się w ilościach, które pozwoliły przypisać je do grona największych importerów.

Istnienie grona silnych odbiorców, którzy determinują rynek popytowy, jest wyróżnikiem obrotów handlowych surowcami energetycznymi (tab. 1.5). Przypadek ropy naftowej i gazu ziemnego współtworzy go, podobnie rzecz ma się z węglem kamiennym i brunatnym, a ponieważ także i materiałami rozszczepialnymi.



Rys. 4.12. Importerzy ropy naftowej netto, państwa wystarczalne i producenci

Źródło: Global Energy Statistical Yearbook 2023 & Post factum, Oil price, explained, <https://www.postfactum.co.uk/oil-price-explained-data-world-energy-opeac-refining-barrels-market-geopolitics-crude>.

Tab. 4.2. Dziesięć państw o najwyższym netto eksporcie i imporcie ropy naftowej w 2023 roku

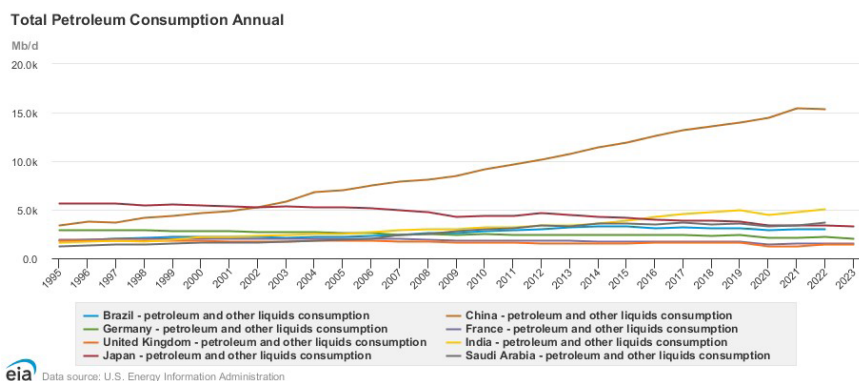
| Państwo | Eksport (w tys. bbl/d) | Państwo | Import (w tys. bbl/d) |
|------------------------------|------------------------|------------|-------------------------------------|
| Federacja Rosyjska | 7 428 | ChRL | 12 460 |
| Arabia Saudyjska | 7 337 | USA | 888 ^a 7 300 ^b |
| Irak | 3 480 | Indie | 4 939 |
| Kanada | 3 184 | Japonia | 3 378 |
| Iran | 2 845 | Korea Płd. | 2 328 |
| Kuwejt | 2 467 | Niemcy | 1 999 |
| Zjednoczone Emiraty Arabskie | 2 112 | Francja | 1 297 |
| Kazachstan | 1 842 | Hiszpania | 1 268 |
| Norwegia | 1 592 | Włochy | 1 154 |
| Katar | 1 273 | Tajlandia | 1 100 |

^a Nominalnie, licząc wykorzystywane zamienniki, np. bioetanol.

^b Biorąc pod uwagę produkty naftowe naturalnego pochodzenia.

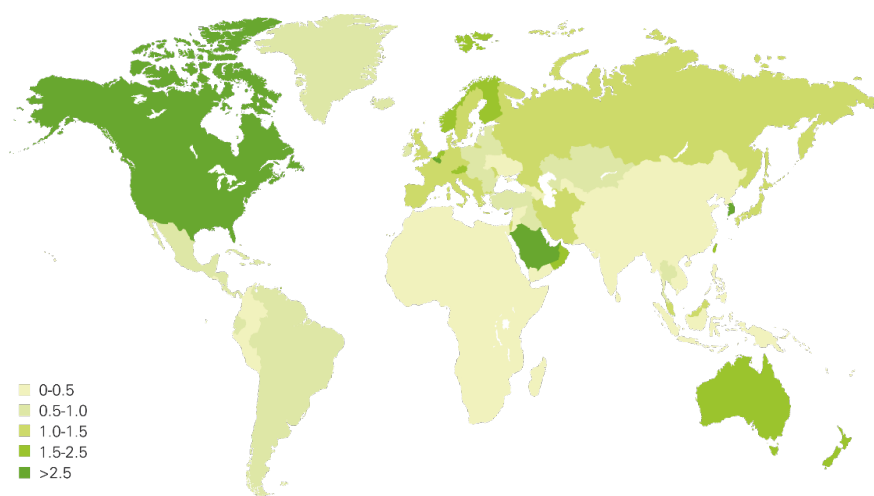
Źródło: Global Energy Statistical Yearbook 2024. & EIA&Trading Economics.

4.1. Kierunki przepływu towarowego



Rys. 4.13. Dynamika zmian konsumpcji ropy naftowej Francji, Niemiec i Wielkiej Brytanii vs. ChRL, Indii, Arabii Saudyjskiej oraz Brazylii w latach 1995–2023

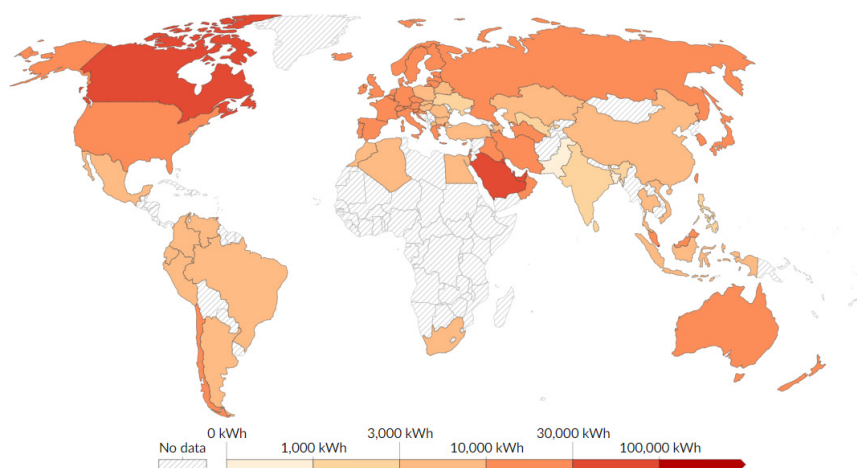
Źródło: Patrz przypis 404.



Rys. 4.14. Konsumpcja ropy naftowej w 2018 roku (w tonach na mieszkańca)

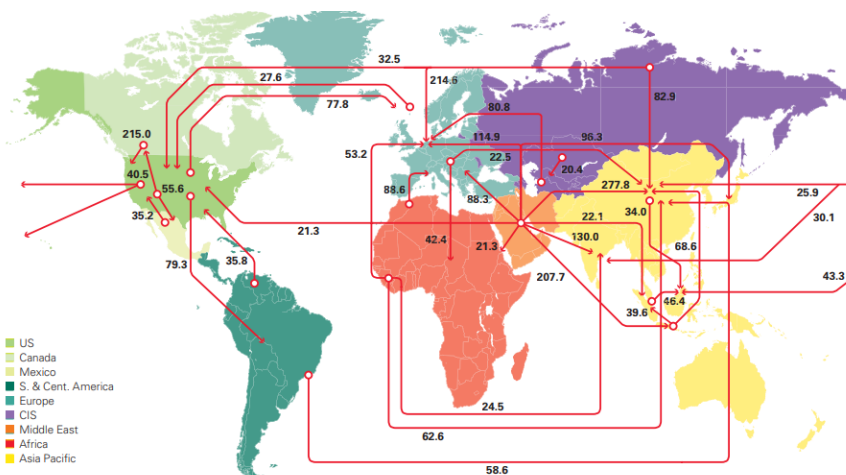
Źródło: Patrz przypis 404.

Chiny i Indie nie są pod tym względem wyjątkami. Niwelacja różnic jest naturalną konsekwencją wzrostu zamożności w społeczeństwach o niskich dochodach na mieszkańca. To proces, który nie rozkłada się wprawdzie równomiernie na wszystkich obywateli, lecz podnosi stan liczebny tych, którzy stają się nabywcami produktów naftowych. Jest to



Rys. 4.15. Konsumpcja ropy naftowej w 2023 roku (na mieszkańca w kWh)

Źródło: Our World in Data, <https://ourworldindata.org/grapher/per-capita-oil?time=latest>.



Rys. 4.16. Międzynarodowy obrót ropą naftową w 2021 roku wraz z kierunkami przepływu (w mln ton)

Źródło: BP Statistical Review 2022, s. 28.

właściwość, którą daje się określić mianem kluczowej dla kształtowania rynku naftowego. Zmiany te nie znalazły jeszcze swego pełnego odzwierciedlenia w obrotach handlowych (rys. 4.16), co widać na przykładzie Afryki czy Indochin, a nawet Indii oraz Chin.

4.2. Giełdy i kontrakty surowcowe

4.2.1. Węgiel

Węgiel kamienny jest towarem handlowym funkcjonującym w ogólnoświatowym obrocie giełdowym. Notowania tego surowca uwarunkowane są miejscem jego pochodzenia, co determinuje jego jakość i związane z tym walory użytkowe⁴⁰⁵. Inny poziom cen właściwy jest dla każdego z typów surowca: antracytowego, bitumicznego etc.⁴⁰⁶. Odmienny kurs kształtował węgiel koksujący używany w hutnictwie, a inny energetyczny. Dyferencja ta w skali cen jest znacząca i może sięgać w tych przypadkach od kilkudziesięciu do kilkuset procent. Przyjmuje się wręcz istnienie dla nich obu odrębnych rynków. Nie przenikają się wzajemnie, lecz oddziałują na siebie. Przez lata kluczowe znaczenie miał pierwszy z wymienionych. Nawet ceny węgla energetycznego były ustalane jako dyskont od niego. Sytuacja zmieniła się na rzecz wzmocnienia pozycji ostatniego z wymienionych na początku obecnego stulecia, o czym zadecydowała jego uniwersalność użytkowa. W przeciwieństwie do koksującego może on konkurować na wielu płaszczyznach z innymi surowcami energetycznymi, np. gazem ziemnym. Jest to niewątpliwy atut podnoszący jego atrakcyjność rynkową. Kryterium to ma swoje odzwierciedlenie w cenie, która w dużej mierze określana jest właśnie przez jego kaloryczność. Ta z kolei mierzona jest w kilokaloriach na kilogram – kcal/kg. Przeciętna wartość oscyluje wokół 6 000 kcal⁴⁰⁷.

Hubami o globalnym dla tego rynku znaczeniu pozostają np.: w Australii – Newcastle, w Europie – Rotterdam⁴⁰⁸, w Afryce – Richards Bay (Republika Południowej Afryki), Illinois Basin w Stanach Zjed-

⁴⁰⁵ International Coal Classification of Hard Coals by Type, <https://www.unece.org/fileadmin/DAM/ie/se/pdfs/coal6/coedhard.pdf> [dostęp: 22.03.2020].

⁴⁰⁶ U.S. Geological Survey, https://www.usgs.gov/faqs/what-are-types-coal?qt-news_science_products=0#qt-news_science_products [dostęp: 22.10.2024].

⁴⁰⁷ Putting a Price on Energy: International Coal Pricing, https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Coal_Study_2010_en.pdf, s. 22, [dostęp: 22.10.2024].

⁴⁰⁸ Szerzej jako ARA: Amsterdam–Rotterdam–Antwerpia.

czonych⁴⁰⁹. Istotną rolę odgrywają też azjatyckie centra zlokalizowane w Chinach, Indiach i Indonezji. W wymiarze regionalnym można wskazać siedem głównych ośrodków: Europę i państwa poradzieckie, południową Afrykę, Chiny, Indie, Australię, Indonezję, Amerykę Północną i Łacińską. Dystrybuowane w nich gatunki surowca różnią się od siebie specyfiką, tworzą benchmark dla zawieranych transakcji w innych częściach globu⁴¹⁰.

Międzynarodową walutą w rozliczeniach zawieranych transakcji pozostaje USD, natomiast wolumenem obrotu jest tona⁴¹¹ bądź tona ekwiwalentna węgla (dalej: tce)⁴¹². W przypadku analiz statystycznych bywa stosowana przeliczeniowo tona oleju ekwiwalentnego (dalej: toe)⁴¹³. W najnowszych opracowaniach coraz częściej jako jednostki zostają użyte jednostki pracy i energii dżule⁴¹⁴ (ang. Joule) oraz kWh⁴¹⁵.

W kontraktach importowych obowiązują reguły International Commercial Terms (dalej: Incoterms)⁴¹⁶. Najczęściej stosowana jest formuła CIF (*Costs, Insurance and Freight*), popularne są też CFR (*Cost and Freight*) lub DES (*Delivered Ex Ship*), natomiast przy eksporcie – FOB (*Free on Board*), czyli sprzedający zabezpiecza transport z miejsca wydobycia składu i załadunek. Cena CIF obejmuje FOB oraz koszt międzynarodowego przewozu do terminalu odbiorczego w państwie sprowadzającym surowiec. W Stanach Zjednoczonych funkcjonuje termin *Free at Shipside*, w skrócie FAS. W przeciwieństwie do FOB nie jest

⁴⁰⁹ Coal Price Data and Indexes, <https://ihsmarkit.com/products/coal-price-data-indexes.html> [dostęp: 22.10.2024].

⁴¹⁰ *Ibidem*.

⁴¹¹ BP Statistical Review 2019, <https://www.eia.gov/beta/international/> [dostęp: 22.10.2024].

⁴¹² Szczególnie w starszych opracowaniach (patrz: Coal Development Potential and Prospects in the Developing Countries, <http://documents.worldbank.org/curated/en/911221468327612132/pdf/PUB2630.pdf>), a także w sprawozdaniach analitycznych i prezentacjach (H. Paszcza-Ida, *Hard Coal Reserves in Poland in Term of Sustainable Development & Environmental Protection*, https://polskirynekwegla.pl/sites/default/files/elfinder/COAL%20RESOURCES_2016.pdf [dostęp: 24.03.2020]).

⁴¹³ BP Statistical Review 2021, s. 46–47.

⁴¹⁴ Np. Statistical Review of World Energy 2024.

⁴¹⁵ Bank Światowy, MFW etc.

⁴¹⁶ Najnowsze Incoterms 2020.

tu wliczony załadunek. Dla państw UE i funkcjonujących na jej obszarze lokalnych rynków wskaźnikiem odniesienia jest CIF ARA⁴¹⁷.

Jak w sektorze oil&gas, tak i tu dominują umowy długoterminowe. Przyczyny tego stanu rzeczy tkwią w specyfice logistycznej oraz wykorzystania surowca. Pierwsza wskazana okoliczność wiąże się z inwestycjami w łańcuchach dostaw, natomiast druga z koniecznością technicznego dopasowania i dostosowania surowca do potrzeb produkcyjnych odbiorcy. Współcześnie są to zwykle elektrownie bądź huty, a głównym oferentem wydobywające go kopalnie⁴¹⁸. Dobór czego ze względu na parametry ma kluczowe znaczenie dla metalurgii, gdzie właściwości węgla koksowego rzutują na jakość wyrobu? Obiegowe specyfikacje stanowią punkty odniesienia. Zawężają pole poszukiwań, lecz nie są wykładnią przydatności. Tę w istocie można zweryfikować wyłącznie empirycznie w testach. Żmudna procedura oceny walorów praktycznych sprzyja trwałości kooperacji sprzedawca–klient, co znajduje swój wyraz w zakresie chronologicznym zawieranych prozumień. Transakcje spotowe według szacunków to około 20% obrotów, pozostała część rynku to porozumienia czasowe – kilku-, a nawet kilkunastoletnie⁴¹⁹.

4.2.2. Ropa naftowa

Współczesny handel ropą naftową jest rezultatem jego ponadwiekowej ewolucji. Formuła, w której funkcjonuje, ulega jedynie nieznacznym modyfikacjom determinowanym postępowaniem technologicznym i cyfryzacją. Aktualnie obowiązujący model ukształtował się na przełomie XX i XXI stulecia. Pod pewnymi względami, podobnie jak w przypadku wcześniej omawianego węgla, i w przypadku ropy poziom jej cen uwarunkowany jest właściwościami fizykochemicznymi tego surowca. Niemal każde złożę ma swoją niepowtarzalną specyfikę rzutującą na utylitarną wartość pochodzącej z niego ropy naftowej. Często staje się eponimem nazywającym swój

⁴¹⁷ Por. M. Malec, *Wpływ zmienności cen węgla kamiennego na rynkach światowych na zmienność cen paliw i energii elektrycznej w Polsce*, „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal” 2017, t. 20, z. 4, s. 42.

⁴¹⁸ *Ibidem*.

⁴¹⁹ Z. Grudziński, *Międzynarodowy rynek węgla energetycznego*, „Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN” 2017, nr 98, s. 59.

gatunek. W obrocie jest ich w samych Stanach Zjednoczonych kilkadziesiąt, a na świecie ponad sto. Różnice notowań między nimi mogą sięgać nawet kilkudziesięciu procent – i to w obrębie jednej grupy producentów⁴²⁰.

Najpopularniejszymi benchmarkami pozostają Brent (skrót od geologicznych nazw formacji okresu jurajskiego: *Broom*, *Rannoch*, *Etive*, *Ness* oraz *Tarbert*⁴²¹) oraz WTI (skrót od *West Texas Intermediate*). Pierwszy z wymienionych to gatunek, który pod swoim szyldem łączy surowiec wydobywany z kilku złóż położonych pod dnem Morza Północnego (*Brent*, *Forties*, *Oseberg* i *Ekofisk*), natomiast drugi właściwy jest dla ropy naftowej pochodzącej z hubu w Cushing. W ostatnim przypadku nazwa wskazuje na Teksas jako miejsce pochodzenia. Jest ona w dużej mierze spuścizną tradycji. Miasto w Oklahomie stało się centrum magazynowym za sprawą lokalnej produkcji. Eksploatowane od początku XX wieku złoża na przełomie lat 70. i 80. przestały mieć znaczenie gospodarcze. Istniejąca infrastruktura służąca składowaniu miejscowego wydobycia oraz redystrybucji surowca trafiającego tu głównie z zachodnich i środkowych stanów została rozbudowana. Podobnie jak Brent, także WTI jest współtworzona przez wiele gatunków cechujących się zbliżonymi właściwościami fizykochemicznymi, charakterystycznymi dla zasobów naturalnych w rejonach środkowo-zachodnich Stanów Zjednoczonych: *Low Sweet Mix*, *New Mexican Sweet*, *North Texas Sweet*, *Oklahoma Sweet* i *South Texas Sweet*. Samo Cushing stało się najbardziej znaną lokalizacją zabezpieczenia naftowych rezerw strategicznych tego państwa o potencjale oscylującym wokół 90 mln bbl⁴²². Po wspomnianym już sięgnięciu w 2012 roku Cushing przez ropociąg *Keystone* i dalszej rozbudowie tej magistrali do wybrzeży Zatoki Meksykańskiej pozycja WTI uległa wyraźnemu wzmocnieniu. Różnice w poziomie notowań między nim a Brent zostały skorygowane.

⁴²⁰ Na przykład 17 stycznia 2020 roku w południe pochodząca z Wenezueli Marey była notowana po 43,44 USD/bbl, a Girassol z Angoli po 65,65 USD/bbl; <https://oilprice.com/oil-price-charts> [dostęp: 17.01.2020].

⁴²¹ The Brent Group (Middle Jurassic) of the Brent Field, Northern North Sea, 69th EAGE Conference and Exhibition – Workshop Package, <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201405142> [dostęp: 20.10.2024].

⁴²² D.K. Kumar, *Cushing's Oil Market Clout Wanes Amid U.S. Export Boom*, Reuters Business News z dnia 11 kwietnia 2017 roku, <https://www.reuters.com/article/us-usa-oil-record-cushing-analysis/cushings-oil-market-clout-wanes-amid-u-s-export-boom-idUSKBN1HI0GE> [dostęp: 20.01.2020].

Utrzymująca się w ostatniej dekadzie przewaga benchmarku z Morza Północnego wynikała, m.in., z kosztów przewozowych nad Zatokę Meksykańską, skąd surowiec mógł być eksportowany w świat. W 2011 roku, kiedy w miesiącach letnich dyferencja między Brent a WTI sięgała ponad 20 USD/bbl na rzecz pierwszej, ten sam gatunek Louisiana Light Sweet (LLS) w porcie Nowy Orlean był już tylko o 3 USD tańszy⁴²³.

Brent i WTI są podstawowymi, lecz nie jedynymi benchmarkami. Dla rynków europejskich punktem odniesienia jest Ural, oznaczana na NYMEX skrótem REBCO (od *Russian Export Blend Crude Oil*)⁴²⁴. W dużym uproszczeniu jest to wspólne miano dla gatunków ropy naftowej wydobywanych w dorzeczu Wołgi, na Uralu oraz zachodniej Syberii⁴²⁵. Surowiec z tych złóż charakteryzuje się wyższą zawartością siarki, wyjątek stanowią lekkie gatunki z ostatniego wymienionego regionu. W zestawieniach porównawczych stosowany jest on także na kontynencie azjatyckim, niemniej kluczowe znaczenie ma tu jednak Dubai⁴²⁶. Swą nazwę zawdzięcza miejscu pochodzenia. Parametrami fizykochemicznymi różni się on od Uralu, posiada wyższe zakwaszenie oraz ciężar właściwy⁴²⁷. Stanowi punkt odniesienia do notowań ropy naftowej o bliskowschodnim rodowodzie, ze szczególnym uwzględnieniem obszarów Zatoki Perskiej. Ma także istotne znaczenie w przypadku poziomu kursów surowca sprowadzanego do Azji Południowo-Wschodniej. Zestawiany jest tu, m.in., z przeznaczoną na eksport do tej części świata rosyjską ESPO, ta jednak charakteryzuje się bardzo niską zawartością siarki⁴²⁸.

⁴²³ Która ropa się liczy?, <https://www.forbes.pl/gielda/ktora-ropa-sie-liczy/z3mrgxe> [dostęp: 20.10.2024].

⁴²⁴ J. Corcoran, *Urals Gets a Benchmark*, <https://www.petroleum-economist.com/articles/politics-economics/europe-eurasia/2016/urals-gets-a-benchmark> [dostęp: 20.10.2024].

⁴²⁵ Сорта нефти. Маркерный стандарт, бенчмарк, <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142128-sorta-nefti-markernyy-standart-benchmark/> [dostęp: 20.10.2024].

⁴²⁶ B. Fattouch, *The Dubai Benchmark and its Role in the International Oil Pricing System*, Oxford Energy Comment 2012, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/03/The-Dubai-Benchmark-and-its-Role-in-the-International-Pricing-System.pdf> [dostęp: 20.10.2024].

⁴²⁷ Crude grades, <https://www.mckinseyenergyinsights.com/resources/refinery-reference-desk/crude-grades/> [dostęp: 20.10.2024].

⁴²⁸ Сорта нефти..., *op.cit.*

Funkcjonowanie benchmarków kontynentalnych czy makroregionalnych może uchodzić za jedną z cech własnych współczesnego rynku naftowego. Za przykład gatunków ropy, które mogą uchodzić za tego typu wzorzec testowy, służyć mogą malezyjska Tapis Crude, nigeryjska Bonny Light czy Mexican Maya Crude bądź Western Canadian Select Crude⁴²⁹. Nie jest to zestawienie pełne, a zmiany typów surowca branych pod uwagę w referencjach cenowych mogą być postrzegane jako konsekwencje fluktuacji zachodzącej po stronie podażowej. Nie jest to jednak proces dynamiczny i bliższy ewolucji niż rewolucji, co znajduje swoje odzwierciedlenie w globalnej dominacji od kilkadziesiątu lat tych samych gatunków, nawet jeśli do sprzedaży trafia ich śladowa ilość, tak jak w przypadku Brent⁴³⁰.

Podobnie jak w przypadku wcześniej analizowanego rynku węgla i gazu ziemnego, tak i w przypadku ropy dominują kontrakty długoterminowe. Wynika to z konieczności dostosowania surowca do profilu produkcyjnego i potrzeb rafinerii. Ogólny profil rynkowy i towarzyszące mu parametry są przydatne do wstępnej selekcji, na dalszym etapie poddawane są próbie wytypowane partie materiału. Właściwy dobór ropy naftowej decyduje o jakości produktu końcowego oraz, co nie mniej istotne, efektywności wykorzystania dostarczonego do zakładu przetwórstwa surowca⁴³¹.

Skojarzenie odbiorcy i dostawcy jest procesem rozłożonym w czasie. Nawiązanie kooperacji sprzyja dłuższej współpracy. Stąd też kluczowego znaczenia nabierają umowy na cykl dostaw, nierzadko wieloletnie. W końcu lat 70. poprzedniego wieku stanowiły one zaledwie 95% obrotu⁴³². Współczesny rynek zdominowały kontrakty średnio- i długoterminowe i odpowiadają za 90% wymiany⁴³³.

⁴²⁹ Understanding Crude Oil Benchmarks and Classifications, <http://www.oilscams.org/crude-oil-benchmarks> [dostęp: 25.01.2020].

⁴³⁰ Benchmarks face 2020s evolution, <https://www.petroleum-economist.com/articles/markets/trends/2019/benchmarks-face-2020s-evolution> [dostęp: 20.10.2024].

⁴³¹ Efektywna rafinacja – EFRA Lotos S.A., <http://efra.lotos.pl/> [dostęp: 20.10.2024].

⁴³² H. Razavi, *The New Era of Petroleum Trading: Spot-oil, Spot-related Contracts, and Futures Markets*, <http://documents.worldbank.org/curated/en/603911468739482147/The-new-era-of-petroleum-trading-spot-oil-spot-related-contracts-and-futures-markets> [dostęp: 20.10.2024].

⁴³³ S. Dunn, J. Holloway, *The Pricing of Crude Oil*, s. 67, <https://www.rba.gov.au/publications/bulletin/2012/sep/pdf/bu-0912-8.pdf> [dostęp: 26.01.2020].

W przypadku umów wieloletnich częścią integralną porozumień pozostaje klauzula zawierająca coroczną indeksację wynegocjowanej stawki. Zwykle jest ona korelowana ze średnią okresową zmianą kursu któregoś z benchmarków. Referencją są jednak ceny na rynku transakcji spotowych⁴³⁴. Dotyczy to szczególnie umów, w których powiązanie sprzedającego i kupującego jest trwałe i dużo bardziej stabilne niż sytuacja na rynku. Przypadkiem takim pozostają relacje tworzone za sprawą rurociągowej infrastruktury przesyłowej, np. rurociąg Przyjaźń i rafineria w Płocku i Schwedt⁴³⁵.

Ropa naftowa coraz częściej kupowana jest tu w transakcjach spotowych. Ich popularność stanowi poważny problem dla producentów. Dotyczy procesu inwestycyjnego w infrastrukturę wydobywczą oraz poszukiwania. Są to aktywa długoterminowe i takie też konieczne jest ich finansowanie⁴³⁶. Dla firm naftowych jest to zdecydowanie najpewniejszy i najtańszy sposób pozyskania środków. Bieżące wpływy z realizacji kontraktów krótkoterminowych czy też spotowych nie rozwiązują problemu. Nie dają bowiem gwarancji ciągłości przychodu, co może uchodzić za *conditio sine qua non* planowanych przedsięwzięć. W transakcjach tego typu powszechne są formuły z ceną ustaloną z góry czy okolicznościową możliwością jej korekty w trakcie transportu.

Posługując się kategoriami uniwersalnymi, sprzedaż ropy naftowej można zamknąć w podstawowych schematach:

- Terminowy, gdzie producent negocjuje z nabywcą umowę na dłuższy okres, w której określa sposób ustalenia ceny w stosunku do przyjętego punktu odniesienia. Indeksacja taka odbywa się w przyjętych przez strony przedziałach czasowych. Zwykle jest to rok, rzadziej półrocze czy kwartał.

⁴³⁴ *Ibidem*.

⁴³⁵ Study on the Technical Aspects of Variable Use of Oil Pipelines – Coming into the EU from the Third Countries – OVERALL REPORT, s. 23 i nast., https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010_reporting_technical_aspects.pdf [dostęp: 20.10.2024].

⁴³⁶ I. Kamińska, *The Decline of the Oil Spot Market?*, <https://ftalphaville.ft.com/2013/04/24/1469422/the-decline-of-the-oil-spot-market/> [dostęp: 20.10.2024].

- Spotowy, czyli szybki sposób przeprowadzania wymiany handlowej, w którym kupujący i sprzedający samodzielnie zawierają transakcje, tworząc rynek spotowy, gdzie ceny za określone gatunki surowca są jawne.
- Hybrydowy, gdzie producenci sprzedają część swojej ropy naftowej na podstawie umów terminowych, a resztę na rynku spotowym lub pozwalają posiadaczom kontraktów terminowych redystrybuować surowiec.
- Przetargowy, który w swych założeniach polega na ogłoszeniu przez dysponenta (właściciela) zamiaru sprzedaży surowca i zachęceniu zainteresowanych jego nabyciem do składania ofert zakupu na określoną ilość i jakość ropy naftowej.
- Przetargowy z retroaktywnymi cenami to schemat stosowany przez część dostawców z Bliskiego Wschodu. Zakłada konieczność zapłaty za surowiec w wysokości znanej dopiero po skutecznieniu transakcji, gdy ceny produktu są znane.
- Umowy dostaw są kreowane przede wszystkim przez producentów w celu zabezpieczenia zbytu. Narzędziem ich realizacji jest ścisła kooperacja z rafinerią, nierzadko zapewnienie sobie udziałów w niej. Pozwala ona na zmianę cen w zależności od rafineryjnej marży.
- Sprzedaż outsourcingowa, część producentów zdaje się na międzynarodowe firmy handlowe specjalizujące się w obrocie ropą naftową. Nierzadko są to podmioty partnerskie. Angażowanie ich pozwala uniknąć potencjalnych błędów wynikających z braku doświadczenia czy niechęci do inwestycji we własny zespół do takich zadań⁴³⁷.

W przypadku obrotu surowcami węglowodorowymi istnienie i funkcjonowanie hubów jako miejsc koncentracji i przeładunku odbiega od standardowego ujęcia właściwego dla wielu innych towarów handlowych. Podstawowa różnica polega na ścisłym powiązaniu centr dostawczych z rejonami wydobywania, o ile te zlokalizowane są w bezpośrednim sąsiedztwie morza, bądź końcowymi odcinkami rurociągów i usytuowa-

⁴³⁷ J. van Schaik, *How Governments Sell Their Oil*, <https://resourcegovernance.org/sites/default/files/OilSales-HowGovtsSellOil.pdf> [dostęp: 20.10.2024].

nymi przy nich terminalami. Klasycznymi przykładami obrazującymi pierwszą z przytoczonych okoliczności pozostają Hulaylah⁴³⁸ czy Fateh⁴³⁹ w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, natomiast drugą – analizowane wcześniej obiekty przy BTC (ropociąg Baku–Tbilisi–Ceyhan) w Supsie czy Ceyhan⁴⁴⁰.

Porty docelowe mogą uchodzić za skojarzone ośrodki dystrybucyjne. Zwykle ich logistyczne znaczenie zamyka się terytorialnie na odbiorcach krajowych, rzadziej obejmuje także państwa ościenne. Zasięg ten zależny jest od uwarunkowań lokalnych: sieci drogowej, kolejowej, gęstości zaludnienia itd. W Europie, Azji, Afryce zwykle nie przekracza on 500 km, a na półkuli zachodniej jest kilkakrotnie dłuższy. Kluczowe znaczenie należy przypisać generowanemu popytowi, co tłumaczy wiodącą pozycję i dynamikę sieci na Starym Kontynencie, a w szczególności północno-zachodniej jego części⁴⁴¹. Znajduje to swoje odzwierciedlenie nie tylko w ilości trafiającej tu ropy naftowej, ale też w stopniu koncentracji obrotu surowcem w stosunku do konkurencyjnych ośrodków. W 2016 roku cztery z pięciu największych pod tym względem portów w świecie były w Europie: kolejno Rotterdam, Antwerpia, Amsterdam, Istambu⁴⁴².

Tak jak w przypadku węgla, również w przypadku ropy dominuje formuła cenowa FOB i CIF w odniesieniu do dostaw drogą morską, uchodząc za najczęściej spotykaną i najpowszechniejszą formę realizacji kontraktów naftowych⁴⁴³.

Odrębną pozycję stanowią porozumienia związane z przesyłem surowca rurociągami. Zgodnie z sygnalizowaną wcześniej właściwością umów długoterminowych, standardowym rozwiązaniem są w nich okresowe indeksacje. Najważniejszym wyróżnikiem tego typu kontraktów jest ich trwałość, której determinantą jest istniejąca infrastruktura. Ich zawar-

⁴³⁸ Hulaylah Oil Terminal, United Arab Emirates, <http://ports.com/united-arab-emirates/hulaylah-oil-terminal/> [dostęp: 20.10.2024].

⁴³⁹ Fateh Oil Terminal, United Arab Emirate, <http://ports.com/united-arab-emirates/fateh-oil-terminal/> [dostęp: 31.01.2020].

⁴⁴⁰ Ceyhan Terminal, https://www.bp.com/en_az/azerbaijan/home/who-we-are/operations/projects/terminals/ceyhan_terminal.html [dostęp: 31.01.2020].

⁴⁴¹ P. Peng, *Hub-and-spoke Structure: Characterizing the Global Crude Oil Transport Network with Mass Vessel Trajectories*, "Energy", No. 168(1), 2019, s. 966–974.

⁴⁴² *Ibidem*, s. 16.

⁴⁴³ B. Fattouh, *An Anatomy of the Crude Oil Pricing System*, Oxford 2001, s. 23.

cie stanowi *conditio sine qua non* podjęcia decyzji dotyczącej inwestycji w tego typu magistralę, co już w samym założeniu wskazuje na przypisywanie przedsięwzięciu perspektywicznego znaczenia przez realizujące je strony w przypadku jego międzynarodowego charakteru. Nader często strategia ta łączy się z nadmienianym już wcześniej zaangażowaniem finansowym, szczególnie istotnym w poszukiwaniach geologicznych nowych złóż i samego upstreamu. Stąd też klasycznym modelem tego typu rozwiązań stosowanych przy umowach przewidujących powstanie rurociągu i transferu surowca jest sytuacja, w której jego nabywca (rafineria czy koncern o potencjale downstreamowym) bierze na siebie ciężar realizacji przedsięwzięcia, włączając w to partycypację kosztową w uruchomienie wydobywania. Przypadkiem takim jest, m.in., analizowany w dalszej części rozważań tak zwany naftowy kontrakt stulecia, w którym rząd Azerbejdżanu i występujący jako reprezentujący go podmiot gospodarczy SOCAR zawarł porozumienie z konsorcjum firm naftowych z British Petroleum (dalej: BP) na czele. Znaczenie gospodarcze aspektu zaangażowania środków odbiorcy w obszarze upstreamowym jest trudne do przecenienia i niesie za sobą poważny ślad rynkowy w postaci wpływu na cenę pozyskania surowca, a w dalszym planie i jego zakupu.

Zalety logistyczne i ekonomiczne tego typu transportu ropy naftowej czynią ją technicznie najtańszym i najbezpieczniejszym sposobem transferu surowca⁴⁴⁴. Szczególnie jeśli przemieszczenie towaru odbywa się na znacznej odległości i realizowane jest w obrębie jednego państwa bądź ogranicza się wyłącznie do terytorium dostawcy i odbiorcy. Okoliczność taka zwyczajnie pozwala unikać kosztów związanych z pobieraniem opłat tranzytowych przez podmioty trzecie. Korzyści wynikających z użycia tego typu infrastruktury jest w istocie znacznie więcej. Wśród nich wyeksponować można:

- poza przetłoczniami nie zajmuje miejsca na powierzchni;
- jest neutralny krajobrazowo;
- trasowanie przewodów rurociągowych pozostawia znaczącą dowolność;

⁴⁴⁴ *Crude Oil Pipeline Transportation Market: Global Industry Analysis, Trends, Size, Share, Growth Factors, Overview, Opportunity Assessment & Market Forecast 2017–2025.*

- łączy precyzyjnie znacząco oddalone od siebie miejsce wysyłki i dostawy;
- brak ubytków w transporcie;
- pozwala na zautomatyzowanie transportu, który nie wymaga wykorzystywania siły roboczej;
- energooszczędne w przeliczeniu na jednostkę przesyłu;
- niższe koszty eksploatacji na jednostkę przesyłu niż w przypadku wykorzystania innych środków do transportu⁴⁴⁵.

Transfer węglowodorów ciekłych w tym przypadku to także rurociągi produktowe. Funkcjonalnie nie odbiegają od magistral surowcowych, różnice rysują się w charakterystyce technicznej infrastruktury. Mniejsza średnica i krótszy dystans to jedne z cech współtworzących dyferencje w zestawieniu z tymi służącymi do przesyłu ropy naftowej. Ich gospodarczy zasięg zamyka się w rynku lokalnym. Nieliczne przekraczają granice państwowe, będąc wówczas traktowane jako element stosunków międzynarodowych. Dla globalnych petrorelacji handlowych ich znaczenie można wprawdzie oceniać jako ograniczone, lecz trudne do pominięcia, szczególnie w odniesieniu do kontynentu północnoamerykańskiego.

Utylitarny wymiar infrastruktury rurociągowej znajduje swoje szczególne odzwierciedlenie w odniesieniu do gazu ziemnego. Długo stanowiła ona jedyny dostępny technicznie sposób transferu tego nośnika energii. Przesył tym sposobem wykorzystywany jest niemal od dwóch stuleci. Do lat 40. XX wieku ograniczał się do dystrybucji surowca w miejskich sieciach. Wkrótce po drugiej wojnie światowej powstały magistrale łączące miejsca wydobywania z najbliższymi centrami przemysłowymi i aglomeracjami. W latach 60. i 70. uruchomiono pierwsze gazociągi o charakterze międzynarodowym. W praktyce brak alternatywnych rozwiązań logistycznych umożliwiających zaopatrzenie na masową skalę w ten typ paliwa skutkowało z jednej strony monopolizacją metody dostaw, przyczyniając się do ścisłej i długoterminowej kooperacji między producentem i odbiorcą, a z drugiej ograniczało popularność gazu ziemnego jako nośnika energii, co nie pozostawało bez wpływu na zakres obrotu nim na międzynarodowym rynku.

⁴⁴⁵ W. Drożdż, *Infrastruktura transportu przesyłowego jako element polityki bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej*, Szczecin 2013, s. 29.

W Europie wspomniana współpraca na linii sprzedawca–kupujący opierała się na partnerskich relacjach, dopóki istniał ZSRR i eksport towarów był dla niego kluczowym sposobem pozyskania walut⁴⁴⁶. Niosła też ona za sobą szereg innych profitów w postaci dostępu do technologii⁴⁴⁷. Podobnie rzecz kształtowała się w pierwszych latach po upadku Kraju Rad. Zawierane wówczas umowy dotyczące nie tylko odbioru, a także budowy nowej infrastruktury rurociągowej miały wymiar partnerski⁴⁴⁸. Oceny tego stanu rzeczy są wprawdzie podzielone. Niemniej warunki ówczesnych umów zdają się to potwierdzać: indeksacja w stosunku do cen ropy naftowej po dziewięciu miesiącach z przesunięciem średniej na następne trzy, możliwości zmiany formuły raz na trzy lata etc.⁴⁴⁹. Sytuacja stopniowo zmianała się i u schyłku ostatniej dekady ubiegłego stulecia równowaga uległa wyraźnemu zachwianiu, co znajdowało swoje odzwierciedlenie np. w porozumieniach, których sygnatariuszem była Polska⁴⁵⁰. Wzrosła rola producenta, stając się dominującą szczególnie wtedy, gdy z danej magistrali korzystał więcej niż jeden odbiorca. Wynikało

⁴⁴⁶ *USSR-Western Europe: Implications of the Siberia-to- Europe-Gas Pipeline*, National Foreign Assessment Center CIA – document 22308, March 1981, s. 1–2, https://www.cia.gov/library/readingroom/docs/DOC_0000500594.pdf [dostęp: 20.10.2024].

⁴⁴⁷ *Outlook for the Siberia-to-Western Europe Natural Gas Pipeline*, CIA Intelligent Assessment 1982, s. 1–2, <https://www.cia.gov/library/readingroom/docs/CIA-RDP84B00049R001202890013-1.pdf> [dostęp: 20.10.2024].

⁴⁴⁸ Porozumienie między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej, sporządzone w Warszawie dnia 25 sierpnia 1993 roku, <https://www.infor.pl/akt-prawny/MPO.2011.046.0000512,porozumienie-miedzy-rzadem-rzeczypospolitej-polskiej-a-rzadem-federacji-rosyjskiej-o-budowie-systemu-gazociagow-dla-tranzytu-gazu-rosyjskiego-przez-terytorium-rzeczypospolitej-polskiej-i-dostawach-gaz.html> [dostęp: 20.10.2024].

⁴⁴⁹ R. Zajdler, T. Hara, J. Staniłko, *Formuły cenowe w kontraktach długoterminowych na dostawę gazu do Unii Europejskiej*, Warszawa 2012, s. 24.

⁴⁵⁰ Protokół między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej w sprawie przedsięwzięć organizacyjnych zmierzających do zapewnienia realizacji Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 roku, podpisany w Warszawie

to m.in. z braku zrównoważenia rynku i zdecydowanej przewagi strony popytowej. Zawierane umowy formułowane były w sposób zapewniający maksymalne korzyści oferującemu surowiec – podpisywano je na okres kilku, a nawet kilkunastu lat⁴⁵¹, zawierały klauzulę konieczności zapłaty za zakontraktowany surowiec niezależnie od tego, czy zostanie odebrany (zobowiązanie *Take or Pay*) przy jednoczesnym zakazie jego odsprzedaży (*Destination Clause*)⁴⁵², poziomem referencyjnym stawek za gaz ziemny pozostawały notowania ropy naftowej, a indeksacje prowadzono na podstawie modelu obliczeniowego korzystnego dla producenta, co praktykowano jeszcze w czasach istnienia ZSRR⁴⁵³. Był to tak zwany mechanizm oparty na formule wprowadzonej w holenderskim Groningen. Koncept bazował na założeniu, zgodnie z którym gaz ziemny był alternatywą dla olejów opałowych, lekkiego (*Light Fuel Oil*, dalej: LFO) oraz ciężkiego (*Heavy Fuel Oil*, dalej: HFO). Proporcje kształtowały się w stosunku 6:4, przyjmując LFO jako nośnik energii dla gospodarstw domowych, a HFO dla przedsiębiorstw⁴⁵⁴. Klasycznego przykładu tego typu praktyk można doszukać się między Gazpromem a odbiorcami jego dostaw w Europie Środkowej⁴⁵⁵.

Infrastruktura przesyłowa w postaci rurociągu łączącego producenta z możliwie największym gronem bezpośrednich i pośrednich odbiorców stawia, jak wspomniano, tego ostatniego w uprzywilejowanej pozycji. Status ten ma swoje odzwierciedlenie w zawieranych umowach handlowych. Dostrzeżenie tych korzyści na rynku nie pozostało bez wpływu na decyzję o powstaniu nowych magistral przesyłowych charakteryzujących się znaczącą przepustowością oraz długością liczoną już nie w setkach, lecz w tysiącach kilometrów⁴⁵⁶. Największym tego typu obiektem pozostawia

dnia 18 lutego 1995 r. (M.P. 2011 Nr 46 poz. 514), <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20110460514> [dostęp: 20.10.2024].

⁴⁵¹ *Ibidem*.

⁴⁵² R. Zajdler, T. Hara, J. Staniłko, *Formuły cenowe...*, *op.cit.*, s. 19.

⁴⁵³ *USSR – Western Europe...*, *op.cit.*, s. 8.

⁴⁵⁴ Por. R. Zajdler, T. Hara, J. Staniłko, *Formuły cenowe...*, *op.cit.*, s. 20.

⁴⁵⁵ PGNiG i Gazprom podpisały aneks na długoterminowe dostawy gazu, <https://www.parkiet.com/arttykul/298593.html> [dostęp: 20.10.2024].

⁴⁵⁶ T. Hussein, *Transporting Oil and Gas: The World's Longest Pipelines*, <https://www.offshore-technology.com/features/worlds-longest-pipelines/> [dostęp: 20.10.2024].

staje gazociąg West-East Gas Pipeline. Łączy on wschodnie i zachodnie prowincje ChRL, licząc 8707 km, a zważywszy na liczbę i wielkość partycypujących w projekcie podmiotów trudno przecenić jego gospodarcze znaczenie⁴⁵⁷. Podobnie rzecz ma się z brazylijską magistralą Gasun. Rurociągi te zmieniły sytuację na rynku wewnętrzym państw, w których funkcjonują. Ten zresztą nierzadko jest większy i bardziej perspektywiczny niż w wielu przypadkach międzynarodowych rozwiązań. Oczywiście trudno też bagatelizować siłę oddziaływania nadmienionych gazociągów na zewnętrzne otoczenie biznesowe.

4.2.3. Gaz ziemny

W przypadku kontraktów na dostawy gazu należy wyróżnić przede wszystkim linie przesyłowe o zasięgu międzynarodowym. Za przykład może w tym miejscu posłużyć Jamał–Europa, czy najbardziej właściwy dla problematyki niniejszego opracowania – gazociąg Baku–Tbilisi–Erzurum – zwany Południowokaukaskim oraz Central Asia Center (dalej: CAC), którym „błękitne paliwo” trafia z Turkmenistanu, Uzbekistanu i Kazachstanu do Rosji⁴⁵⁸. Nie w każdym ze wskazanych przykładów pozycja producenta jest równie silna i przekłada się na zawartość podpisywanych umów. Niemniej rozwiązania *Take or Pay* czy też przesunięcie czasowe trzyletnie i dłuższe przy renegocjacjach cenowych (tzw. *Price Review*) pozostają standardem dla towarzyszących rurociągowej infrastrukturze przesyłowej⁴⁵⁹. Pośrednio z jej istnieniem wiąże się funkcjonowanie hubów gazowych. Zwykle są to miejsca łączenia linii przesyłowych, przez które transferowane są znaczne ilości surowca, niekiedy miejsca jego składu i magazynowania bądź powiązane z jego wydobyciem. W ostatniej dekadzie w Europie wyraźnie zaczęły one odgrywać coraz istotniej-

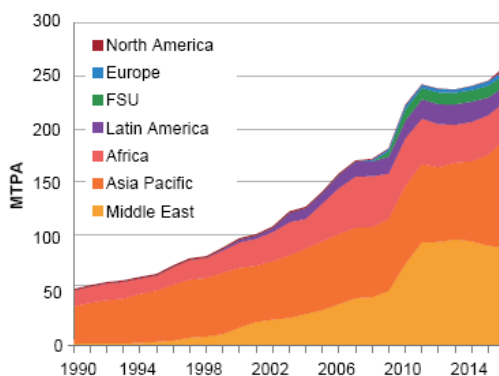
⁴⁵⁷ Petrochina Company Limited (a Joint Stock Limited Company Incorporated in the People's Republic of China with Limited Liability) (Stock Code: 857) Discloseable Transaction Connected Transaction, <https://www1.hkexnews.hk/listedco/listconews/sehk/2015/1224/ltn20151224569.pdf> [dostęp: 11.02.2020].

⁴⁵⁸ Z. Kanapiyanova, *History of the Energy Sector Development and Kazakhstan's Energy Potential*, s. 34, <https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/785104> [dostęp: 20.10.2024].

⁴⁵⁹ R. Zajdler, T. Hara, J. Stańko, *Formuły cenowe...*, *op.cit.*, s. 19.

szą rolę w obrocie handlowym surowcem. Zdecydowanie ich przybyło, a w planach są kolejne⁴⁶⁰.

Produkcja gazu z niekonwencjonalnych źródeł kojarzona stereotypowo z rewolucją łupkową, zyskująca na popularności LNG oraz powiązana z tymi okolicznościami wspomniana wyżej rosnąca liczba magistral gazowych na świecie to jedne z najistotniejszych determinant rynkowych, które przyczyniły się do dynamicznych zmian w międzynarodowym handlu gazem. Kwestie podaży zostały już podniesione w niniejszej pracy (patrz podrozdział 1.1). W kontekście umów i kontraktów warto wyeksponować pozycję LNG – tej postaci surowca, która przełamała w obrocie gazem ziemnym ograniczenia związane z transportem. Skroplony gaz jako produkt funkcjonuje na rynku od ponad sześćdziesięciu lat⁴⁶¹. Dostęp do niego do lat 70. był jednak bardzo ograniczony, co wynikało z nielicznych fabryk i punktów regazyfikacji gotowych do odbioru surowca i dalszej dystrybucji sieciowej. Kolejne dwie dekady poprzedniego wieku charakteryzowały się znaczącą dynamiką rozbudowy infrastruktury do

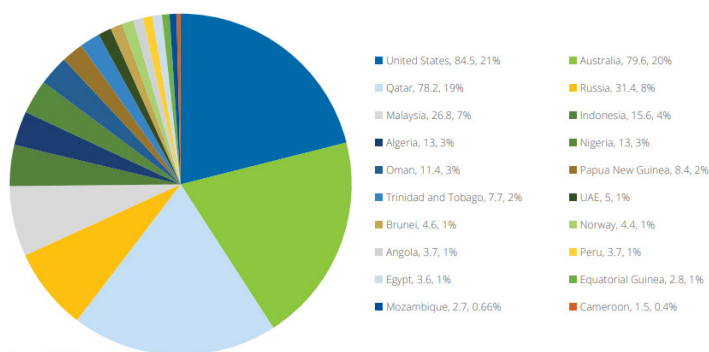


Rys. 4.17. Dynamika wzrostu eksportu LNG w latach 1990–2016 (w milionach ton rocznie)

Źródło: International Gas Union World LNG Report 2017, https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf [dostęp: 11.02.2020].

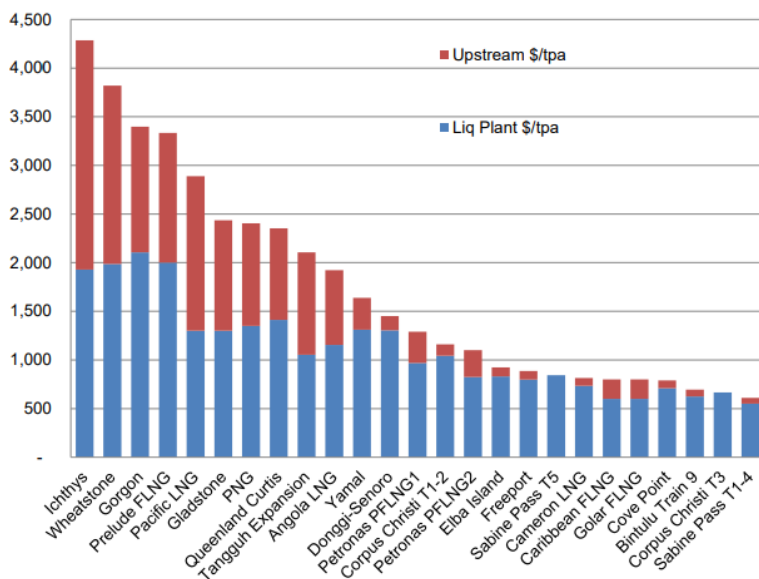
⁴⁶⁰ European Traded Gas Hubs: A Decade of Change, s. 3, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/07/European-traded-gas-hubs-a-decade-of-change-Insight-55.pdf> [dostęp: 20.10.2024].

⁴⁶¹ M. Michot Foss, *Introduction to LNG. An Overview on Liquefied Natural Gas (LNG), its Properties, the LNG Industry and Safety Considerations*, Houston 2012, s. 11–13.



Rys. 4.18. Eksport LNG wg państwa w milionach ton oraz udział w rynku w 2023 roku

Źródło: International Gas Union.



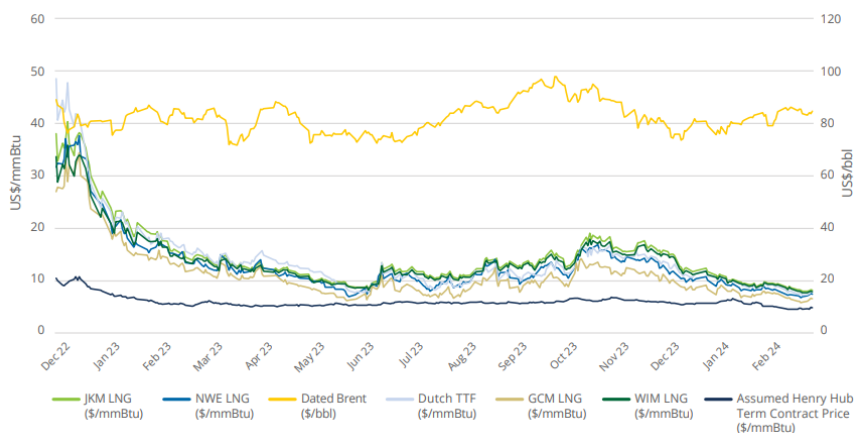
Rys. 4.19. Kapitał inwestycyjny w przeliczeniu USD na roczną wydajność w tonach dla lat 2014–2018

Źródło: International Gas Union.

obsługi LNG. Dzięki temu do początku lat 90. obrót tym paliwem uległ wielokrotnieniu i osiągnął poziom 50 MTPA.

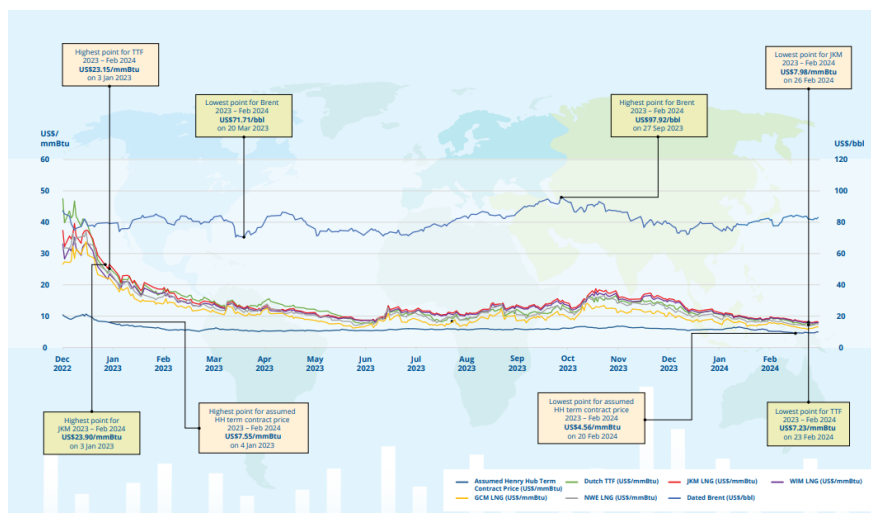
W 2023 roku handel LNG przybrał wymiar globalnie powszechny. Eksportowało go dwadzieścia państw, co nie odpowiadało rzeczywistej liczbie producentów.

4.2. Giełdy i kontrakty surowcowe



Rys. 4.20. Porównanie cenowe surowca z największych gazociągów, LNG i baryłki ropy naftowej banchmarkowej Brent

Źródło: World LNG Raport 2024.

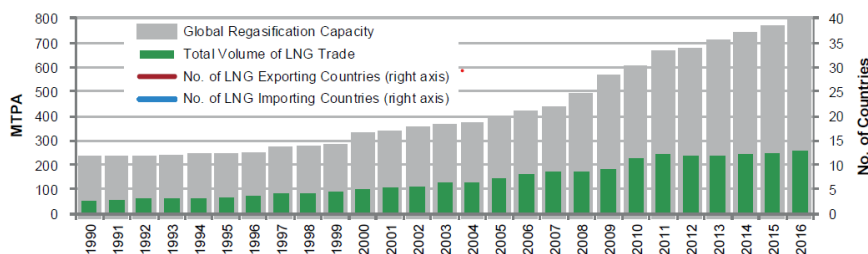


Rys. 4.21. Dynamika zmian cen LNG w zestawieniu z notowaniami Brent

Źródło: World LNG Raport 2024, s. 35, <https://www.igu.org/resources/2024-world-lng-report/> [dostęp: 22.10.2024].

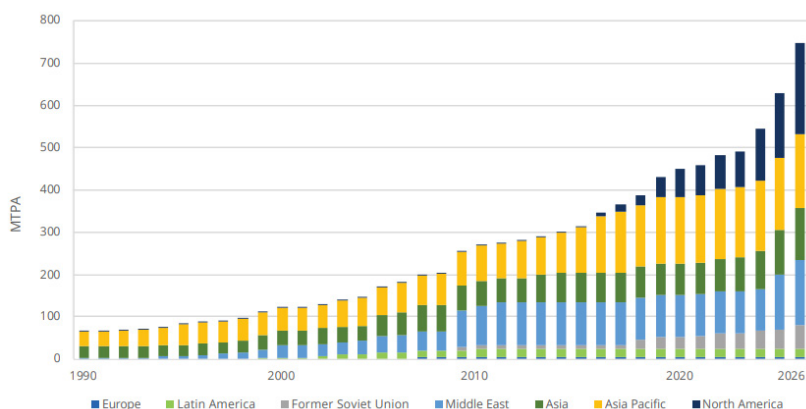
Nie bez znaczenia dla osiągnięcia tego rezultatu był postęp technologiczny związany z procesem skraplania i magazynowania gazu ziemnego. Przyczynił się on do znacznego obniżenia kosztów procesu.

4. Elementy specyfiki handlu kopalnymi surowcami energetycznymi



Rys. 4.22. LNG – wolumen obrotu w latach 1990–2016

Źródło: World LNG Report 2024, s. 35, <https://www.igu.org/resources/2024-world-lng-report/> [dostęp: 22.10.2024].



Rys. 4.23. Wolumen produkcji LNG wg regionu w latach 1990–2021 oraz prognoza na lata 2022–2026

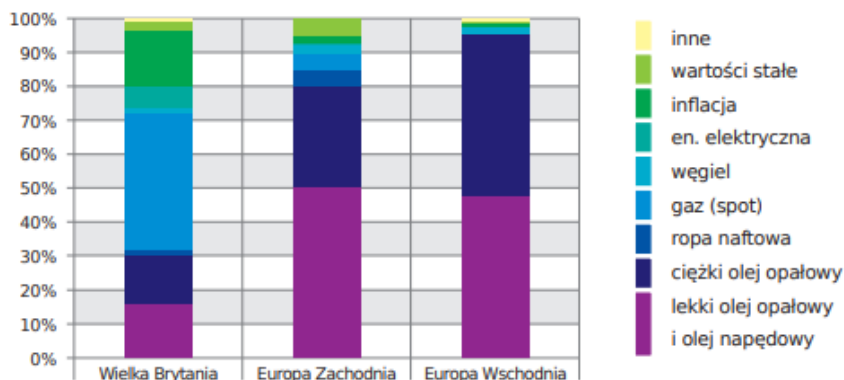
Źródło: International Gas Union – World LNG Report 2021 Edition, s. 39.

Także notowania surowca w tych latach uległy wyraźnemu obniżeniu⁴⁶².

Nałożenie tych czynników doprowadziło do spadku cen LNG, a to stanowiło impuls do dalszego wzrostu jego popularności.

Kurs LNG w przypadku kontraktów długoterminowych do końca poprzedniej dekady ustalany był niemal wyłącznie przez odniesienie do ba-

⁴⁶² Natural Gas Prices in the United States and Europe from 1980 to 2030 (in U.S. Dollars per Million British Thermal Units), <https://www.statista.com/statistics/252791/natural-gas-prices/> [dostęp: 11.09.2024].



Rys. 4.24. Struktura indeksacji dla regionów importu gazu

Źródło: R. Zajdler, T. Hara, J. Staniłko, *Formuły cenowe w kontraktach długoterminowych na dostawę gazu do Unii Europejskiej*, Warszawa 2012.

ryłki ropy bądź wprost do gazu ziemnego⁴⁶³. Współcześnie nadal sposób ten znajduje swoje zastosowanie w praktyce, lecz już nie na taką skalę. Podejście to wynikało z podobieństw specyfiki węglowodorowych nośników energii. Poważnym mankamentem pozostawał jednak brak powiązania z przeznaczeniem nośnika. Nawiązuje to do historycznej już metodologii *netback* polegającej na wytyczeniu ceny poprzez połączenie kosztów producenta, logistycznych związanych z dostawą oraz marży⁴⁶⁴. Nie bierze się jednak pod uwagę konkurencji ze strony alternatywnych nośników, co jest pewnym niedostatkiem. Bezpośrednio łączy się on z kolejnym mankamentem stosowania takiej metodologii, czyli brakiem dyferencji cenowej wynikającej z lokalnych uwarunkowań, np. obecności w sąsiedztwie miejsca docelowego innych surowców energetycznych bądź potencjału stojącego za OZE w danej lokalizacji (rys. 4.24).

Przykładem kształtowania regionalnych formuł mogą być rozwiązania stosowane na Dalekim Wschodzie. W latach 80. XX wieku zawierały one odniesienie do indeksu Japan Customs-Cleared Crude (dalej: JCC), wytyczanego co miesiąc na podstawie ceny sprowadzanej ropy naftowej już po wszystkich podatkach. U schyłku wspomnianej dekady wprowadzono możliwość odstępstwa od takiej konstrukcji. Dotyczyło to situa-

⁴⁶³ R. Zajdler, T. Hara, J. Staniłko, *Formuły cenowe...*, *op.cit.*, s. 17.

⁴⁶⁴ What is Netback, <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/netback/> [dostęp: 26.02.2020].

cji, w której spadek kursu baryłki tego surowca znalazł się na poziomie wykraczającym poza zakres standardowych wahań. Osiągał w istocie pułap utrudniający handel indeksowanym na jego bazie gazem ziemnym w postaci skroplonej, gdyż przestawał być on opłacalny dla dostawców. Stąd też wprowadzono rozwiązanie uzupełniające określane mianem *s-curve*. Stosowano je wtedy, gdy kurs ropy naftowej wykraczał poza umówione ramy. W tego rodzaju sytuacjach redukowano wiązanie cenowe obu surowców. Rozwinięciem tego mechanizmu było wprowadzenie także górnego limitu u schyłku lat 90. XX wieku⁴⁶⁵. Idea „podłogi i sufitu” nie przetrwała jednak kryzysu 2008 roku i LNG ponownie powiązano z ropą naftową. Niemniej próby wyjścia poza wspomniane ramy przyczyniły się do zmiany sposobu postrzegania wyceny i uwzględniania w niej nie tylko uwarunkowań lokalnych i alternatywnych nośników jako wskaźników, lecz także powiązania ich z przeznaczeniem surowca, np. energią elektryczną.

⁴⁶⁵ What is Netback, *op.cit.*, s. 31.

5

Energia elektryczna

5.1. Energia elektryczna

Energia elektryczna, potocznie zwana prądem, to forma energii generowana przez uporządkowany ruch ładunków elektrycznych przemieszczających się od wyższego do niższego potencjału. Przekazywana jest do odbiorników, które przekształcają ją w energię kinetyczną, ciepłą lub świetlną, wykorzystując ją do wykonania pracy mechanicznej. Wielkość przepływu zależy od natężenia prądu, napięcia oraz czasu jego przepływu.

Początki użytkowego zastosowania energii elektrycznej sięgają pierwszej połowy XIX wieku. Były to jednakże wynalazki daleko niedoskonałe, których czas dopiero miał nadejść wraz z postępowaniem nauki i techniki. Za przykład posłużyć może silnik elektryczny, którego prototypy pojawiły się w latach 30. tego stulecia⁴⁶⁶. Ich wykorzystanie dało się określić mianem eksperymentalnego. Wyjawszy telegraf ich komercyjna implementacja ze świata nauki kończyła się niepowodzeniem, chociaż niemal każdy z wynalazców dokładał wszelkich możliwych starań, by zabezpieczyć swoje prawa autorskie do zaprojektowanego przez siebie urządzenia⁴⁶⁷. Przełom nastąpił w latach 70. i 80. XIX wieku i nierozzerwalnie kojarzony jest z takimi nazwiskami jak Paweł Nikołajewicz Jabłoczkow, Nikola Tesla, Thomas Edison. Pierwsze zasilane energią elektryczną urządzenia dały

⁴⁶⁶ Jacobi's Motor – The first real electric motor of 1834, <https://www.eti.kit.edu/english/1382.php>

⁴⁶⁷ Spory o prawa patentowe były na porządku dziennym. Najbardziej znanym jest nieco późniejszy chronologicznie spór o telefon czy też konflikt między A. Popowem, N. Teslą a G. Marconim o radio – Guglielmo Marconi, <https://www.nobelprize.org/prizes/physics/1909/marconi/facts/> por. *Marconi, Popow, a może Tesla? W poszukiwaniu wynalazcy radia*, <https://www.gov.pl/web/5g/marconi-popow-a-moze-tesla-w-poszukiwaniu-wynalazcy-radia> [dostęp: 22.10.2024].

początek w istocie nowej rewolucji technicznej, która legła m.in. u podstaw motoryzacji, automatyzacji, robotyzacji, informatyzacji etc.

Postęp, jaki nastąpił na przestrzeni niespełna półtora wieku, wyniósł elektroenergetykę na szczyt. Uczynił z niej kluczową gałąź gospodarki, która w istocie odpowiedzialna jest za cały jej rozwój i pomyślność.

W wymiarze współczesnym w najbardziej ogólnym encyklopedycznym rozumieniu to *dział energetyki obejmujący wytwarzanie, przesyłanie, rozdzielanie i użytkowanie energii elektrycznej*⁴⁶⁸.

W szerszym ujęciu jest ona interdyscyplinarną dziedziną inżynierii elektrycznej. Obejmuje zarówno teoretyczne, jak i praktyczne aspekty wytwarzania oraz zarządzania przepływem energii elektrycznej od źródeł jej produkcji do odbiorców końcowych. W jej ramach analizowane są także zjawiska związane ze stabilnością systemów energetycznych, efektywnością energetyczną oraz wpływem na środowisko.

5.2. Koszty produkcji

Energia elektryczna jest podstawowym źródłem zasilania dla niezliczonej liczby urządzeń i maszyn. Biorąc pod uwagę kierunki rozwoju techniki, z dużą dozą prawdopodobieństwa można przyjąć założenie, zgodnie z którym w nieodległej przyszłości mieszczącej się w zakresie prognoz długoterminowych niemal to zmonopolizuje. W praktyce poza wyjątkami związanymi z transportem morskim czy lotniczym nie projektuje się środków transportu wykorzystujących inne nośniki energii. Podobna sytuacja obecna jest w niemal wszystkich obszarach związanych z aktywnością gospodarczą. Jest to wyraźny prognostyk, który wskazuje ją jako „paliwo” jutra.

Dynamika, z jaką postępują procesy automatyzacji, cyfryzacji i robotyzacji produkcji, przy jednoczesnej standaryzacji środków produkcji w globalnym otoczeniu rynkowym, czyni z energii elektrycznej kluczowy czynnik rentowności. Dostępność energii elektrycznej oraz jej koszt stają się jednymi z najistotniejszych determinantów atrakcyjności

⁴⁶⁸ Elektroenergetyka – *Encyklopedia PWN*, <https://encyklopedia.pwn.pl/haslo/3897327> [dostęp: 22.10.2024].

gospodarczej danego państwa, stanowiąc czynnik nieustępujący pod względem znaczenia regulacjom ustrojowym, przepisom prawnym czy podatkowym. Energia elektryczna jest elementem, który może uchodzić za swoiste *conditio sine qua non* dla zewnętrznych inwestorów. Wysoka jakość infrastruktury przesyłowej, stabilność dostaw oraz korzystne warunki jej zakupu stają się z wolna zasobem strategicznym, wpływając na konkurencyjność i zdolność adaptacyjną każdej gospodarki narodowej, mając bezpośredni wpływ na przyciąganie kapitału zagranicznego oraz rozwój sektorów o wysokiej intensywności energetycznej.

Fundamentalnego znaczenia nabierają w nakreślonych okolicznościach wydatki konieczne do wytworzenia energii elektrycznej. Ich analiza jest elementem oceny ekonomicznej efektywności różnych technologii produkcji energii elektrycznej. Można wyodrębnić tu cztery podstawowe kategorie, takie jak koszty: kapitałowe, operacyjne, paliwowe oraz środowiskowe.

Omawiając i przybliżając kolejne źródła wytwórcze we wcześniejszych częściach książki oraz zalety stosowania związanych z nimi rozwiązań w elektroenergetyce, warto odnieść się do uniwersalnych reguł dotyczących analiz ich użyteczności. Przedstawienie tych zasad pozwala na kompleksowe i obiektywne rozpoznanie problemu.

5.2.1. Koszty kapitałowe

5.2.1.1. Koszty inwestycyjne

Pierwszym z nadmienionych obszarów pozostają koszty inwestycyjne. W dużym uproszczeniu są to nakłady konieczne do budowy i uruchomienia obiektu energetycznego przeznaczonego do wytwarzania energii elektrycznej. Uwzględniają one wydatki na pozyskanie nieruchomości, otrzymanie stosownych zezwoleń i koncesji, zakup i instalację niezbędnego sprzętu, budowę obiektów technicznych, a także wszelkie koszty finansowe związane z pozyskaniem funduszy.

Koszty inwestycyjne można wyrazić za pomocą poniższego wzoru:

$$C_{\text{inw}} = C_{\text{nier}} + C_{\text{kon}} + C_{\text{sprzęt}} + C_{\text{bud}} + C_{\text{fin}}$$

gdzie:

- C_{inw} – koszty inwestycyjne całościowe
- C_{nier} – koszty pozyskania nieruchomości
- C_{kon} – koszty otrzymania zezwoleń i koncesji
- $C_{sprzęt}$ – koszty zakupu i instalacji sprzętu
- C_{bud} – koszty budowy obiektów technicznych
- C_{fin} – koszty finansowe związane z pozyskaniem funduszy.

Przykładowe obliczenie, farma fotowoltaiczna 1 MW i biogazownia 1 MW (dane z 2023)⁴⁶⁹.

A) Farma fotowoltaiczna

$$C_{nier} = 0,1 \text{ mln}$$

$$C_{kon} = 0,8 \text{ mln}$$

$$C_{sprzęt} = 5 \text{ mln}$$

$$C_{bud} = 1 \text{ mln}$$

$$C_{fin} = 0,7 \text{ mln}$$

a więc:

$$C_{inw} = 0,1 \text{ mln}_{nier} + 0,8 \text{ mln}_{kon} + 5 \text{ mln}_{sprzęt} + 1 \text{ mln}_{bud} + 0,7 \text{ mln}_{fin}$$

$$C_{inw} = 7,6 \text{ mln}$$

Określona kwota to środki potrzebne do sfinansowania budowy i uruchomienia gotowego do pracy obiektu energetycznego. Przyjęto założenie, zgodnie z którym pierwsza płatność oraz uregulowanie zobowiązań za ostatnią fakturę nastąpią niemal w tym samym czasie. Jest to możliwe, gdy wszystkie należności zgodne z planem zostaną uiszczone wykonawcom przed realizacją prac. Wiąże się to jednak z dodatkowym ryzykiem związanym z potencjalną nierzetelnością zleceniobiorców, co wymaga bardzo starannego ich doboru. Mimo to, taki scenariusz jest możliwy.

W praktyce proces inwestycyjny rozciąga się na dłuższy okres. W przypadku farmy fotowoltaicznej wynosi on średnio około dwóch lat od momentu rozpoczęcia planowania i składania wniosków kon-

⁴⁶⁹ Farma fotowoltaiczna w powiecie chełmskim, gmina Rakolupy, biogazownia w powiecie poznańskim, gmina Tarnowo Podgórne.

cesyjnych⁴⁷⁰. W przypadku biogazowni proces ten może trwać nawet do pięciu lat⁴⁷¹.

Oznacza to konieczność uwzględnienia w równaniu czynnika inflacji, który wpływa na koszty inwestycyjne rozłożone w czasie. Niemal zawsze jest ona zmienna w każdym roku. Oczywiście dotyka to tylko środków, które jeszcze nie zostały wpłacone. Stąd też wzór końcowy musi uwzględnić zmienność inflacji oraz harmonogram płatności. W rezultacie:

$$C_t = \sum_{i=0}^n \frac{P_i}{(1+r_0) \times (1+r_1) \times (1+r_2)}$$

gdzie:

C_t – to całkowity koszt inwestycji na końcu okresu, uwzględniający zmienną inflację

r_0, r_1, r_2, \dots – roczne stopy inflacji w poszczególnych latach

P_i – płatność w pierwszym roku

N – liczba lat realizacji projektu

bądź alternatywnie, jako symbolu iloczynu:

$$C_t = \sum_{i=0}^n \frac{P_i}{\Upsilon(1+r_j)}$$

gdzie:

$\Upsilon_{j=0}^i (1+r_j)$ oznacza iloczyn wyrazów $(1+r_j)$ od $j=0$ do $j=i$

Pozwala to na dokładne uwzględnienie wpływu zmiennej inflacji na koszty inwestycyjne rozłożone w czasie. Każda płatność P_i jest zdyskontowana przy użyciu skumulowanej inflacji od początku okresu inwestycyjnego do roku i i pozwala na dokładne obliczenie obecnej wartości całkowitych kosztów inwestycji C_i .

O ile we wspomnianym uprzednio przykładzie $C_{\text{inw}} = 7,60$, to w przypadku inwestycji 3-letniej będzie to:

⁴⁷⁰ M. Sołtysiak, *Zarządzanie projektem budowy farmy fotowoltaicznej w zakresie pozyskiwania dokumentacji – studium przypadku*, „Zeszyty Naukowe Politechniki Częstochowskiej Zarządzanie” 2019, nr 33, s. 222–231.

⁴⁷¹ M. Kwęstarz, M. Siwocha, *Analiza ryzyka przedsięwzięcia budowy biogazowni rolniczej*, „Gaz, Woda i Technika Sanitarna”, 2021, s. 28–30, <https://gazwoda.pl/wp-content/uploads/Openaccess/2021/101519917202195.pdf> [dostęp: 22.10.2024].

Farma fotowoltaiczna

$$C_{\text{nier}} = 0,1 \text{ mln (pierwszy rok)}$$

$$C_{\text{kon}} = 0,8 \text{ mln (pierwszy rok)}$$

$$C_{\text{sprz\u0119t}} = 5 \text{ mln (trzeci rok)}$$

$$C_{\text{bud}} = 1 \text{ mln (drugi rok)}$$

$$C_{\text{fin}} = 0,7 \text{ mln (pierwszy rok)}$$

przy stopach inflacji: $r_0 = 10\%$, $r_1 = 8\%$, $r_2 = 5\%$

Koszty w roku 0 (nieruchomość, konsultacje, finansowanie):

$$C_{\text{nier}} + C_{\text{kon}} + C_{\text{fin}} = 0,1 + 0,8 + 0,7 = 1,6 \text{ mln}$$

Koszt budowy (poniesiony w pierwszym roku), uwzględniając inflację z roku 0 do roku 1:

$$C_{\text{bud,real}} = C_{\text{bud}} \times (1 + r_0) = 1 \times 1,10 = 1,10 \text{ mln}$$

Koszt sprzętu (poniesiony w drugim roku), uwzględniając inflację z roku 0 do roku 2:

$$C_{\text{sprz\u0119t,nom}} = C_{\text{sprz\u0119t}} \times (1 + r_0) \times (1 + r_1) = 5 \times 1,1 \times 1,08 = 5 \times 1,188 = 5,94 \text{ mln}$$

$$C_{\text{inw}} = (C_{\text{nier}} + C_{\text{kon}} + C_{\text{fin}}) + C_{\text{bud,nom}} + C_{\text{sprz\u0119t}}$$

$$C_{\text{inw}} = 1,6 + 1,10 + 5,94 = 8,64 \text{ mln}$$

Są to oczywiście koszty nominalne, które nie są tożsame z rzeczywistymi. Tu bowiem inflacja wymagać będzie przeliczenia wartości przyszłych przepływów pieniężnych na ich wartość bieżącą.

Odmienne zatem będą kształtowało się obliczenie dyskontujące spadek wartości waluty rozliczeniowej. Zabieg ten jest istotny, ponieważ uwzględnia zmienną wartość pieniądza w czasie. Jest to standard mający zastosowanie dla przyszłych przepływów pieniężnych celem określenia ich wartości bieżącej w formule:

$$PV = \frac{FV}{(1+r)^n}$$

gdzie:

PV (Present Value) – wartość bieżąca

FV (Future Value) – przyszła wartość

Tak więc dla omawianego przykładu farmy fotowoltaicznej:

$C_{\text{nier}} = 0,1$ mln (pierwszy rok)

$C_{\text{kon}} = 0,8$ mln (pierwszy rok)

$C_{\text{sprzęt}} = 5$ mln (trzeci rok)

$C_{\text{bud}} = 1$ mln (drugi rok)

$C_{\text{fin}} = 0,7$ mln (pierwszy rok)

przy stopach inflacji: $r_0 = 10\%$, $r_1 = 8\%$, $r_2 = 5\%$

Będzie to:

$C_{\text{nier}} - 0$ rok

$PV_{\text{nier}} = 0,1$ mln

$C_{\text{kon}} - 0$ rok

$PV_{\text{kon}} = 0,8$ mln

$C_{\text{fin}} - 0$ rok

$PV_{\text{fin}} = 0,7$ mln

$C_{\text{sprzęt}} - 2$ rok

$$PV_{\text{sprzęt}} = \frac{5}{(1+r_1) \cdot (1+r_2) \cdot (1+r_3)}$$

$$PV_{\text{sprzęt}} = \frac{5}{(1+0,10) \cdot (1+0,08) \cdot (1+0,05)}$$

$$PV_{\text{sprzęt}} = \frac{5}{1,1 \cdot 1,08 \cdot 1,05}$$

$$PV_{\text{sprzęt}} = \frac{5}{1,274}$$

$$PV_{\text{sprzęt}} \approx 4,008 \text{ mln}$$

$C_{\text{bud}} - 1$ rok

$$PV_{\text{bud}} = \frac{1}{(1+r_1) \cdot (1+r_2)}$$

$$PV_{\text{bud}} = \frac{1}{(1+0,10) \cdot (1+0,08)}$$

$$PV_{\text{bud}} = \frac{1}{1,1 \cdot 1,08}$$

$$PV_{\text{bud}} = \frac{1}{1,18}$$

$$PV_{\text{bud}} \approx 0,084$$

Suma wartości bieżących wszystkich kosztów:

$$PV_{\text{total}} = PV_{\text{nier}} + PV_{\text{kon}} + PV_{\text{sprzęt}} + PV_{\text{bud}} + PV_{\text{fin}}$$

$$PV_{\text{total}} = 0,1 + 0,8 + 4,008 + 0,84 + 0,7$$

$$PV_{\text{total}} \approx 6,499 \text{ mln zł}$$

Koszty stworzenia od etapu projektowego po oddanie inwestycji w gotowości do uruchomienia nie zamykają nakładów związanych z jej powstaniem. Istotnym elementem, coraz częściej uwzględnianym w kalkulacjach, są także koszty likwidacji obiektu po zakończeniu jego eksploatacji.

5.2.1.2. Koszty likwidacji

Proces ten obejmuje demontaż, utylizację materiałów oraz rekultywację terenu, co ma szczególne znaczenie w kontekście polityki zrównoważonego rozwoju⁴⁷². W zależności od zastosowanej technologii, mogą one znacznie się różnić. Tak więc, inaczej kształtować się będą w przypadku farmy fotowoltaicznej, a zgoła odmiennie dla elektrowni jądrowej⁴⁷³.

Dokładna ocena tych kosztów jest niezwykle trudna, a niejednokrotnie szczególnie w kontekście obiektów, których czas życia sięga kilku dekad, jest niemożliwa i sprowadza się ją do szacunków⁴⁷⁴. Wynika to ze zbyt wielu niewiadomych, dotyczących realiów technicznych, praw-

⁴⁷² J. Michalak, *Analiza porównawcza opłacalności inwestycji węglowych i jądrowych*, „Polityka Energetyczna” 2012, nr 15, s. 189.

⁴⁷³ J. Popczyk, *Energetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*, Warszawa 2011, s. 74–75; A. Strupczewski, *Porównanie dostępnych na rynku reaktorów jądrowych: zalety i wady techniczne, ekologiczne i ekonomiczne*, STRESZCZENIA SUMMARY, 2009, 8, s. 503.

⁴⁷⁴ Np. Bełchatów, patrz. M. Koczan, *Obszar transformacji górniczo-energetycznej w województwie łódzkim w kontekście wygaszania kompleksu energetycznego w Bełchatowie a zagadnienie sprawiedliwej transformacji*, „Środkowoeuropejskie Studia Polityczne” 2023, s. 131–146.

nych i gospodarczych obowiązujących w przyszłości, gdy obiekt przestanie być użytkowany⁴⁷⁵.

Metodologicznie kalkulacja taka jest niezwykle złożona. Powinna obejmować odniesienia do danych historycznych i doświadczeń z podobnych projektów, z uwzględnieniem specyfiki lokalnych warunków, np. identyfikację i ocenę potencjalnych ryzyk związanych z likwidacją, takich jak zmiany w przepisach, nieprzewidziane trudności techniczne czy fluktuacje kosztów materiałów. Ponadto opracowanie szczegółowych planów operacyjnych, które określają etapy likwidacji, zasoby potrzebne do ich realizacji oraz harmonogramy działań⁴⁷⁶.

Problem nie zamyka się bynajmniej na samym obiekcie, ale dotyka także infrastruktury powstałej w celu jego obsługi, a więc: dróg, mostów, sieci elektroenergetycznych czy też ciepłowniczych, nierzadko sięga i poza nią⁴⁷⁷.

Niemniej stanowią one kluczowy element całkowitych kosztów inwestycyjnych, którego uwzględnienie jest niezbędne do rzetelnej oceny jego całościowej opłacalności. Przeprowadzenie szczegółowych analiz, planowanie i alokacja środków na likwidację infrastruktury są już nie tylko wymogiem regulacyjnym, ale również elementem odpowiedzialności środowiskowej i finansowej.

Koszty likwidacji obiektów wytwórczych w energetyce, takich jak farmy fotowoltaiczne czy wiatrowe, elektrownie konwencjonalne i jądrowe, można próbować ująć w jednym ogólnym wzorze, który uwzględni różne składniki tych kosztów.

Definicje i założenia:

C_L – całkowite koszty likwidacji

C_D – koszty demontażu i usunięcia infrastruktury

⁴⁷⁵ Także wpływu na stan zdrowia mieszkańców etc. Z. Celinski, *Economical aspects of nuclear energetics; Ekonomiczne aspekty energetyki jądrowej*, 2000, s. 37, <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/20174489> [dostęp: 23.10.2024].

⁴⁷⁶ Por. D. Raimi, *Decommissioning US power plants. Decisions, costs, and key issues. Resources for the Future (RFF) Report*, 2017, s. 13.

⁴⁷⁷ J. Braga, T. Santos, M. Shadman, C. Silva, L.F. Assis Tavares, S. Estefen, *Converting offshore oil and gas infrastructures into renewable energy generation plants: an economic and technical analysis of the decommissioning delay in the Brazilian Case, "Sustainability"* 2022, 14(21), <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/21/13783> [dostęp: 24.10.2024].

C_U – koszty utylizacji odpadów

C_R – koszty rekultywacji terenu

C_Z – koszty związane z uzyskaniem zezwoleń i zgodnością z przepisami

I – wskaźnik inflacji, który wpływa na koszty w poszczególnych latach

t – czas (w latach) od rozpoczęcia inwestycji do momentu likwidacji

Wzór obejmować będzie oczywiście sumę tych wydatków:

$$C_L = C_D + C_U + C_R + C_Z$$

Rozwijając każdy ze składników oddzielnie:

$$C_D = \sum_{i=0}^n D_i \cdot (1+I) t_i$$

gdzie D_i to koszty demontażu dla różnych elementów infrastruktury (np. panele fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe, reaktory jądrowe), a t_i to czas likwidacji tych elementów.

$$C_U = \sum_{j=0}^m U_j \cdot (1+I) t_j$$

gdzie U_j to koszty utylizacji różnych rodzajów odpadów (np. materiały niebezpieczne, odpady budowlane), a t_j to czas, w którym zostanie to zrealizowane.

$$C_R = R \cdot (1+I)^t$$

gdzie R to całkowite koszty rekultywacji terenu, a t to czas od rozpoczęcia inwestycji do momentu rekultywacji.

$$C_Z = Z \cdot (1+I)^t$$

gdzie Z to całkowite koszty administracyjne i związane z regulacjami, a t to czas od rozpoczęcia inwestycji do momentu jej likwidacji.

Po zsumowaniu wszystkich składników, całkowite koszty likwidacji można przedstawić wzorem:

$$C_L = \sum_{i=0}^n D_i \cdot (1+I) t_i + \sum_{j=0}^m U_j \cdot (1+I) t_j + R \cdot (1+I)^t + Z \cdot (1+I)^t$$

Przykład obliczeń dla farmy fotowoltaicznej:

C_D – 0,5 mln w 25 roku

C_U – 0,2 mln w 25 roku

C_R – 0,3 mln w 25 roku

C_Z – 0,1 mln w 25 roku

I – wskaźnik inflacji, 2% r/r

Dla poszczególnych części składowych:

$C_D = 0,5 \cdot (1 + 0,02)^{25} = 0,5 \cdot (1,02)^{25} \approx 0,5 \cdot 1,64 = 0,82$ mln zł

$C_U = 0,2 \cdot (1 + 0,02)^{25} = 0,2 \cdot (1,02)^{25} \approx 0,2 \cdot 1,64 = 0,328$ mln zł

$C_R = 0,3 \cdot (1 + 0,02)^{25} = 0,3 \cdot (1,02)^{25} \approx 0,3 \cdot 1,64 = 0,492$ mln zł

$C_Z = 0,1 \cdot (1 + 0,02)^{25} = 0,1 \cdot (1,02)^{25} \approx 0,1 \cdot 1,64 = 0,164$ mln zł

Całkowite koszty likwidacji w omawianym przykładzie to:

$$C_L = 0,82 + 0,328 + 0,492 + 0,164 = 1,804 \text{ mln zł}$$

Wzór i przykład pokazują, jak można uwzględnić różne składniki kosztów likwidacji oraz inflację w długoterminowych analizach finansowych dotyczących obiektów wytwórczych w energetyce.

Biorąc pod uwagę omawiane w poprzednim podrozdziale nakłady na powstanie obiektu C_{inw} oraz wskazane tu C_L , oba elementy łącznie stanowią pełny koszt uruchomienia nowych mocy wytwórczych, czyli koszt kapitałowy C_k .

$$C_k = C_{inw} + C_L$$

Co ważne i warto podkreślić, wartość C_k nie jest tożsama z pozaoperacyjnymi nakładami finansowymi, jakie pochłonie nowo powstały obiekt.

5.2.2. Koszty operacyjne i utrzymania (O&M⁴⁷⁸)

Pełny obraz dotyczący rzeczywistych nakładów ponoszonych z tytułu produkcji przekazują koszty operacyjne i utrzymania. W wymiarze buchalteryjnym muszą być traktowane jako odrębna kategoria. Obejmuje

⁴⁷⁸ Operation and Maintenance.

ona wydatki związane z bieżącą eksploatacją oraz serwisem infrastruktury wytwórczej. W przypadku elektrowni konwencjonalnych czy też jądrowych, są one znacząco wyższe niż w obiektach wykorzystujących odnawialne źródła energii. Wynika to m.in. z konieczności dostarczania paliwa do urządzeń wytwórczych oraz dla zakładów zasilanych nośnikami stałymi usuwania ich pozostałości⁴⁷⁹. Biorąc pod uwagę wszystkie wchodzące tu elementy, podzielić można je na:

- koszty paliwa: obejmują jego pozyskanie dla potrzeb produkcyjnych, co jest kluczowym wydatkiem dla elektrowni niezasilanych odnawialnymi źródłami energii,
- koszty personelu: wynagrodzenia dla pracowników obsługujących i konserwujących elektrownię,
- konserwacja i naprawy: wydatki na regularne przeglądy, serwisy i wymianę części, aby utrzymać sprawność techniczną urządzeń,
- materiały eksploatacyjne: zakup niezbędnych elementów wymaganych do prawidłowego użytkowania technicznego urządzeń, takich jak smary, chemikalia do czyszczenia i inne elementy pomocnicze,
- usługi zewnętrzne: koszty związane z wynajmem usług specjalistycznych, takich jak serwisowanie i konsultacje techniczne,
- podatki i opłaty: obejmują zobowiązania wobec państwa i władz lokalnych wynikające z tytułu prowadzonej działalności oraz umowne należności związane z dzierżawami, wynajmem etc., np. za korzystanie z infrastruktury etc.,
- ubezpieczenie: koszty związane z asekuracją potencjalnych szkód elektrowni i jej wyposażenia,
- zarządzanie odpadami: koszty związane z bezpiecznym przechowywaniem, przetwarzaniem i usuwaniem pozostałości przetworzonego paliwa czy materiału eksploatacyjnego, zwłaszcza w przypadku elektrowni jądrowych.

Roczne koszty operacyjne i utrzymania obiektu są zatem sumą wydatków, jakie ponoszone są z tego tytułu. Można je określić wzorem:

⁴⁷⁹ Oraz wybranymi ciekłymi, np. mazutem.

$$O\&M = C_{\text{paliwo}} + C_{\text{personel}} + C_{\text{konserwacja}} + C_{\text{materiały}} + C_{\text{usługi}} + C_{\text{podatki}} + \\ + C_{\text{ubezpieczenie}} + C_{\text{odpady}} \dots$$

gdzie, zgodnie z wcześniej przytoczonymi omówieniami:

C_{paliwo} – koszt zakupu/pozyskania paliwa

C_{personel} – koszty personelu

$C_{\text{konserwacja}}$ – koszty konserwacji i napraw

$C_{\text{materiały}}$ – koszty materiałów eksploatacyjnych

$C_{\text{usługi}}$ – koszty usług zewnętrznych

C_{podatki} – podatki i opłaty

$C_{\text{ubezpieczenie}}$ – koszty ubezpieczenia

C_{odpady} – koszty zarządzania odpadami.

Przykładowe obliczenie, farma fotowoltaiczna 1 MW vs. biogazownia 1 MW (dane z 2023 roku)⁴⁸⁰.

A) Farma fotowoltaiczna

C_{paliwo} – koszt zakupu/pozyskania paliwa – zakup energii elektrycznej na potrzeby wewnętrzne farmy: 30 000 zł⁴⁸¹

C_{personel} – koszty personelu: 36 000 zł

$C_{\text{konserwacja}}$ – koszty konserwacji i napraw: 30 000 zł

$C_{\text{materiały}}$ – koszty materiałów eksploatacyjnych: 28 000 zł

$C_{\text{usługi}}$ – koszty usług zewnętrznych: 19 000 zł

C_{podatki} – podatki i opłaty: podatek naliczany przez gminę 17 000 zł, dochodowy standardowo 9% od dochodu, a w zależności od faktur kosztowych od 43 000 do 55 000 zł (przyjęto 49 000 zł)

$C_{\text{ubezpieczenie}}$ – koszty ubezpieczenia – 7000 zł

C_{odpady} – koszty zarządzania odpadami – 0 zł

$$O\&M = C_{\text{paliwo}} + C_{\text{personel}} + C_{\text{konserwacja}} + C_{\text{materiały}} + C_{\text{usługi}} + C_{\text{podatki}} + \\ + C_{\text{ubezpieczenie}} + C_{\text{odpady}} \dots$$

$$O\&M = 30\,000(C_p) + 36\,000(C_k) + 30\,000(C_m) + 19\,000(C_u) + 66\,000(C_p) + 7\,000(C_{ub}) + 0(C_o)$$

⁴⁸⁰ Farma fotowoltaiczna w powiecie chełmskim, gmina Rakolupy, biogazownia w powiecie poznańskim, gmina Tarnowo Podgórne.

⁴⁸¹ Farma zmuszona jest do zaopatrzenia z sieci, nie ma rozwiązań off-grifowych.

$$O\&M = 188\ 000\ \text{zł}$$

B) Biogazownia

C_{paliwo} – koszt zakupu/pozyskania paliwa: od 1 000 000⁴⁸² do ok. 5 500 000 zł⁴⁸³

C_{personel} – koszty personelu: 500 000 zł⁴⁸⁴

$C_{\text{konserwacja}}$ – koszty konserwacji i napraw: 500 000 zł⁴⁸⁵

$C_{\text{materiały}}$ – koszty materiałów eksploatacyjnych: 30 000 zł

$C_{\text{usługi}}$ – koszty usług zewnętrznych: 200 000 zł

C_{podatki} – podatki i opłaty: 150 000 zł

$C_{\text{ubezpieczenie}}$ – koszty ubezpieczenia: ok. 100 000 zł

C_{odpady} – koszty zarządzania odpadami: 10 000 zł

$$O\&M = C_{\text{paliwo}} + C_{\text{personel}} + C_{\text{konserwacja}} + C_{\text{materiały}} + C_{\text{usługi}} + C_{\text{podatki}} + \\ + C_{\text{ubezpieczenie}} + C_{\text{odpady}} \dots$$

$$O\&M = 1\ 000\ 000(C_p) + 500\ 000(C_k) + 30\ 000(C_m) + 200\ 000(C_u) + \\ + 150\ 000(C_p) + 100\ 000(C_{ub}) + 10\ 000(C_o)$$

$$O\&M = 1\ 990\ 000$$

Pierwszą i najistotniejszą subkategorią współtworzącą O&M są koszty paliwowe, które stanowią znaczną część całkowitych wydatków w przypadku elektrowni wykorzystujących paliwa kopalne. Dotyczy to tak obiektów wykorzystujących do zasilania węgla kamiennego czy brunatnego, jak i ciekłych węglowodorów, gazu ziemnego czy też pierwiastków rozszczepialnych. Nakłady ponoszone na ich zakup są zmienne i ściśle powiązane z globalnymi trendami rynkowymi, które mogą podlegać gwałtownym wahaniom na skutek dynamiki podaży i popytu, oraz

⁴⁸² Od 500 000 do 1 000 000 zł dla biogazowni Przybrody. Różnice wynikają z bilansu zakupowo-sprzedażowego obiektu.

⁴⁸³ Dla zużycia kiszonki z kukurydzy w wielkości 70 ton na dobę w obiektach starożytnego typu oraz przy cenie 230 zł/tonę substratu.

⁴⁸⁴ Zatrudnienie 5 osób z wynagrodzeniem średniej krajowej na poziomie 8144,83 (sierpień 2024 – wg GUS).

⁴⁸⁵ Serwis około 100 000 rocznie, silniki kogeneracyjne do 400 000 rocznie – dane biogazownia Przybroda.

pokażnej grupy czynników pozaekonomicznych, w tym polityki energetycznej⁴⁸⁶. Dodatkowo również koszty związane z ich transportem, szczególnie w przypadku importu, mogą znacząco wpływać na całkowite nakłady ponoszone z tego tytułu.

W przypadku elektrowni jądrowych, choć koszty paliwa, czyli uranu, stanowią mniejszą część całkowitych kosztów operacyjnych w porównaniu do elektrowni węglowych i gazowych, nadal są one istotnym elementem budżetu. Cena tego pierwiastka, podobnie jak innych surowców, podlega wpływowi globalnych trendów rynkowych oraz politycznych. Jednakże, ze względu na wysoką gęstość energetyczną po wzbogaceniu, jego zużycie jest stosunkowo niskie, wahania jego cen mają mniejszy wpływ na całkowite koszty operacyjne obiektów wyposażonych w reaktory jądrowe niż w przypadku konwencjonalnych rozwiązań. Dodatkowo, niemal zawsze zakupy paliwa jądrowego do określonej elektrowni nie mają charakteru spotowego. Są to zazwyczaj długoterminowe kontrakty, w których element koniunkturalny jest bardzo ograniczony, a bywa też niwelowany za sprawą możliwości kreowania zamówień z określoną datą realizacji wybiegającą znacznie w przyszłość czy też tworzenia rezerw strategicznych redukujących wpływ krótkoterminowych zmian cen rynkowych na koszty operacyjne tych obiektów.

Na tle kosztów paliwowych rysuje się wyraźna dyferencja w obszarze O&M między elektrowniami wykorzystującymi kopaliny do swej pracy, a funkcjonującymi dzięki zasilaniu z odnawialnych źródeł energii. Farmy wiatrowe i fotowoltaiczne nie ponoszą wydatków z tytułu nabycia nośnika, co stanowi ich znaczącą przewagę kosztową w długim okresie eksploatacji. Brak konieczności zakupu surowców znacząco redukuje całkowite koszty operacyjne, co przekłada się na większą konkurencyjność tych technologii.

W obszarze OZE swoisty ewenement w kontekście konieczności zapewnienia paliwa wyjściowego stanowią biogazownie⁴⁸⁷. W zależności od swej charakterystyki technicznej mogą być zobligowane technologią do zapewnienia określonego jego rodzaju, np. kiszonki z kukurydzy. Kon-

⁴⁸⁶ P. Kwiatkiewicz, *Non-Market Price Determinants of Fossil Energy Raw Materials*, "Barometr Regionalny" 2024, t. 20, nr 1, s. 17–23.

⁴⁸⁷ M. Ligus, T. Słoński, *Analiza ryzyka inwestycyjnego biogazowni rolniczej – studium przypadku*, „Studia Ekonomiczne” 2018, nr 366, s. 166–167.

strukcja obiektów tego typu inspirowana jest przewodem pokarmowym roślinożerców, a precyzyjniej żwaczy (przeżuwaczy), np. krowy, żubry, owce, kozy etc.⁴⁸⁸. Z tego względu istnieją rygorystyczne wymogi dotyczące składu wsadu przeznaczanego do fermentacji, co jest związane z technologicznym odwzorowaniem procesów trawiennych zachodzących u zwierząt. Pod względem operacji i utrzymania (O&M) biogazownie stają się podobne do elektrowni konwencjonalnych czy jądrowych, gdzie wydatki na zakup surowców odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu bilansu kosztowego⁴⁸⁹. Istnieją również znaczne różnice w zależności od zastosowanej technologii. Przykładowo, typowe biogazownie NaWaRo (Nachwachsende Rohstoffe) wymagają minimum 22 000 ton wsadu rocznie, podczas gdy technologie takie jak ProBioGas czy Dynamic Biogas potrzebują jedynie 16 000 ton. Różnica wynosząca 6 000 ton, pomnożona przez cenę jednostkową zakupu surowca, może istotnie wpłynąć na opłacalność funkcjonowania obiektu⁴⁹⁰.

Zgola odmiennie przedstawia się problem w odniesieniu do biogazowni niewyprofilowanych paliwowo. W przeciwieństwie do poprzedniego schematu działania, mamy tutaj odwzorowanie mechanizmu trawienia zwierzęcia wszystkożernego, takiego jak świnia. W tym przypadku koszty zależą głównie od zarządzania zasobami, ponieważ często surowiec przyjmowany jest do utylizacji, a biogazownie pobierają zazwyczaj za to opłaty. Przykładem może być biogazownia w podpoznańskiej Przybrodzie, która zasilana jest m.in. niedopuszczonymi do handlu warzywami oraz odpadami z produkcji spożywczej. Taki model działalności pozwala na efektywne zarządzanie surowcami, minimalizując koszty zakupu. Biogazownie, oprócz produkcji energii, generują dodatkowe dochody poprzez sprzedaż pofermentu jako nawozu. Poferment, będący produktem ubocznym procesu fermentacji, znajduje zastosowanie w rolnictwie, co dodatkowo poprawia ekonomikę takich obiektów.

⁴⁸⁸ Z. Podkówka, W. Podkówka, *Krowa „biologiczna” produkuje mleko, a „betonowa” biogaz*, „Przegląd Hodowlany” 2011, 9, s. 34.

⁴⁸⁹ M. Załuska, J. Piekutin, L. Magrel, *Efektywność ekonomiczna i energetyczna funkcjonowania biogazowni w zależności od zastosowanego substratu*, „Budownictwo i Inżynieria Środowiska” 2018, nr 9, s. 55.

⁴⁹⁰ J. Dach, *Biometan tak. Ale czy już teraz?*, Raport Biogaz i biometan w Polsce 2024, s. 22.

Paliwo w kosztach O&M dla biogazowni jest zatem zmienną, której występowanie i wartość determinowane są specyfiką techniczną i uwarunkowaniami lokalnymi. Stąd porównania obiektów, nawet jeśli wykorzystują tę samą technologię, nie jest łatwym przedsięwzięciem i wymaga złożonych badań otoczenia zewnętrznego wpływającego na pracę zestawianych komparatystycznie obiektów.

5.2.2.1. Wybór nośnika energii/koszty paliwowe

Decyzje dotyczące wyboru konkretnego nośnika energii mają decydujący wpływ na charakter samego obiektu. Przekładają się zatem na każdy element ponoszonych nakładów, włączywszy całkowity koszt kapitałowy, a więc wydatki związane z inwestycją i jej likwidacją. Obszar operacji i utrzymania O&M pod tym względem nie odbiega od pozostałych pól bilansu po stronie rozchodów. Wyróżnia go tu ciężar finansowy wynikający z konieczności utrzymania produkcji. Wydatki na paliwo są kluczowym jego elementem i rozpatrywane są też jako integralna ich część. Warto jednakże poświęcić im więcej uwagi ze względu na ich złożony charakter i wielowymiarowy wpływ na całościowe koszty funkcjonowania jednostek wytwórczych.

Omawiana pula obciążeń finansowych standardowo kojarzona jest z wydatkami ponoszonymi na zakup takich paliw jak węgiel kamienny, olej napędowy, olej opałowy, brykiety, gaz ziemny i inne. W rzeczywistości determinują one również szereg innych obciążeń.

Do pierwszej grupy kosztów generowanych przez paliwo, niezwiązanych bezpośrednio z jego zakupem, należy zaliczyć nakłady wynikające z wymagań technologicznych i logistycznych. Na przykład, paliwa kopalne, takie jak węgiel czy gaz ziemny, wymagają posiadania specyficznej infrastruktury transportowej i magazynowej. Konieczne są zatem wydatki na jej utrzymanie w należyтым stanie technicznym oraz podatki związane z gospodarowaniem na danym terenie. Przykładowo, składowanie ropy naftowej wymaga odpowiednich magazynów, które muszą być zabezpieczone przed czynnikami atmosferycznymi, a posiadanie rurociągów do transportu gazu ziemnego wiąże się z koniecznością ich regularnego monitorowania i naprawy, co nie pozostaje bez wpływu na bilans ekonomiczny.

Drugą grupą wydatków wynikających z wyboru nośnika energii są koszty osobowe⁴⁹¹. Na przykład, obsługa i konserwacja elektrowni węglowej wymaga zatrudnienia wykwalifikowanego personelu do monitorowania i utrzymania urządzeń oraz zarządzania procesami spalania. Praca w takim środowisku wymaga specjalistycznych umiejętności i doświadczenia, co przekłada się na wyższe wynagrodzenia i koszty szkolenia pracowników. Z kolei elektrownie gazowe mogą wymagać mniejszego personelu, ale z większą specjalizacją w zarządzaniu i utrzymaniu turbin gazowych, co również wpływa na koszty osobowe.

Co interesujące i warte podkreślenia, wybór nośnika, nawet jeśli nie są ponoszone nakłady na jego zakup, sytuacji nie zmienia. W przypadku odnawialnych źródeł energii (OZE), koszty osobowe również zależą od rodzaju instalacji. Na przykład, elektrownia wiatrowa o mocy 1 MW nie wymaga stałego personelu do jej obsługi, ponieważ większość systemów monitorowania i zarządzania można zautomatyzować. Regularne przeglądy i konserwacja są potrzebne, ale mogą być wykonywane okresowo przez zewnętrzne firmy serwisowe. Natomiast biogazownia o podobnej mocy wymaga stałej obsługi personelu do monitorowania procesów fermentacji, zarządzania surowcami i utrzymania instalacji, co generuje wyższe koszty osobowe w porównaniu do farmy wiatrowej.

Ważnym aspektem jest także zmienność cen paliw na rynkach międzynarodowych. Ceny surowców energetycznych, takich jak ropa naftowa, gaz ziemny czy węgiel, podlegają znacznym wahaniom, co może wpływać na stabilność finansową jednostek wytwórczych. Zabezpieczenia przed ryzykiem zmienności cen, takie jak kontrakty długoterminowe czy instrumenty hedgingowe, mogą być konieczne, co wiąże się z dodatkowymi kosztami finansowymi.

Kolejnym istotnym elementem kosztowym związanym z doбором nośnika energii są nakłady związane z ochroną środowiska i klimatu⁴⁹².

⁴⁹¹ J. Sowiński, *Koszty energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2014, nr 90, s. 127.

⁴⁹² Nader często nie są eksponowane lub celowo ukrywane, por. Ł. Gacek, *Zielona energia w Chinach: zrównoważony rozwój, ochrona środowiska, gospodarka niskoemisyjna*, Kraków 2015, s. 82–83.

5.2.2.2. Emisja CO₂ – koszty środowiskowe

Koszty związane z wykorzystaniem paliw kopalnych do produkcji energii elektrycznej i ciepła są znacząco obciążone przez konieczność zakupu pozwoleń na emisję szkodliwych związków chemicznych do atmosfery. Surowce, których spalanie wprowadza do atmosfery mniej zanieczyszczeń, są droższe, ponieważ ich cena uwzględnia oszczędności na pozwoleniach emisyjnych, które byłyby wymagane przy użyciu bardziej zanieczyszczających nośników.

Stąd w pewnym uproszczeniu, w państwach działających na podstawie certyfikatów emisyjnych na rzecz obniżenia emisji CO₂ moglibyśmy przyjąć założenie, zagodnie z którym na koszt surowca, jaki ponosi producent energii, składa się jego cena rynkowa powiększona o sprawność jego urządzeń wytwórczych oraz iloczyn wielkości generowanej emisji i ceny pozwoleń na te ostatnie. Daje się to określić wzorem:

$$K = Cr(O \times \eta) + (E \times Cc)$$

Emisja:

K – koszt surowca dla producenta energii

E – emisja CO₂ uwalniana podczas spalania 1 tony danego surowca

O – wartość opałowa tony surowca

η – sprawność urządzenia

Cc – cena certyfikatu

Cr – cena rynkowa surowca

Wpływ nakładów ponoszonych z tytułu emisji CO₂ na koszty wytworzenia przez producenta ma swoje odbicie w spreadach, które są różnicą między ceną, jaką za energię otrzymuje generujące ją przedsiębiorstwo, a wydatkami, jakie pniało ono na nośnik użyty do uzyskania określonej mocy przy uwzględnieniu sprawności procesu.

$$S = CEe - Cr(O \times \eta)$$

gdzie:

S – Spread

Ce – cena sprzedaży energii

Przy uwzględnieniu kosztów emisji CO₂, czyli dla tzw. czystego spreadu (Clean Spread)

$$Sc = CE - Cu$$

gdzie:

Sc – clean spread

Cu – koszt uzyskania energii

5.2.3. Całkowity koszt wytworzenia energii

Ocena różnych źródeł wytwórczych o odmiennych parametrach pracy oraz skali jest wyzwaniem. Wymiarem komparatywnym pozostaje moc zainstalowana (P), efektywność energetyczna (Eff), przewidywany czas eksploatacji (L), a także koszty związane z utylizacją poeksploatacyjną (C_{decom}) i rekultywacją terenu (C_{rec}). Ich zestawienie pozwala na uzyskanie możliwie obiektywnej oceny i porównanie opłacalności inwestycji w poszczególne technologie wytwarzania energii.

Na etapie określania wymaganego inwestycyjnego zaangażowania kapitałowego w odniesieniu do spodziewanej wielkości produkcji, aby dokładnie ocenić koszty wytwarzania energii, można posłużyć się wzorem na całkowity koszt wytworzenia energii (Levelized Cost of Energy, LCOE), który uwzględnia wszystkie powyższe czynniki z wyłączeniem kosztów operacyjnych:

$$LCOE_{cap} = \frac{\left(\frac{C_{cap}}{L}\right) + \left(\frac{C_{decom} + C_{rec}}{L}\right)}{E}$$

gdzie:

C_{cap} – całkowite koszty kapitałowe

C_{decom} – koszty likwidacji poeksploatacyjnej

C_{rec} – koszty rekultywacji terenu

L – czas eksploatacji

E – średnia roczna produkcja energii (np. w MWh).

Wzór pozwala obliczyć rzeczywistą wielkość nakładów, jakie muszą zostać poniesione, by posiłkować źródło wytwórcze, które będzie pracowa-

ło określoną ilość czasu. Jego przydatność sprowadza się do zestawień konkurujących ze sobą projektów.

Koszty inwestycyjne są ponoszone wprawdzie na początku, nie rozkładają się równomiernie na cały okres eksploatacji. Aby jednak umożliwić porównanie różnych technologii wytwarzania, przekształca się je na roczne wartości amortyzacyjne. Pozwala to na równomierne ich rozłożenie na cały okres użytkowania, co jest standardową praktyką w analizach ekonomicznych i finansowych. Stąd zamiast zaangażowania kapitałowego na oczekiwaną jednostkę pracy, czyli w naszym przypadku MWh $LCEO_{cap}$ będzie $LCEO_{cap\ an}$ przeliczane na rok.

Przykładowe obliczenie, farma fotowoltaiczna vs. biogazownia

A) Farma fotowoltaiczna

- całkowite koszty kapitałowe (C_{cap}) = 7 mln zł
- przewidywany czas eksploatacji (L) = 25 lat
- średnia roczna produkcja energii (E) = 1000 MWh
- moc zainstalowana (P) w megawatach = 1 MW
- koszty likwidacji poeksploatacyjnej = 100 000 zł
- koszty rekultywacji terenu = 10 000 zł

$$LCEO_{cap\ an} = \frac{\left(\frac{7\ \text{mln}}{25}\right) + \left(\frac{0,1\ \text{mln} + 0,01\ \text{mln}}{25}\right)}{1000\ \text{MWh}}$$

$$LCEO_{cap\ ann} = \frac{\left(\frac{7,11\ \text{mln}}{25}\right)}{1000\ \text{MWh}}$$

$$LCEO_{cap\ ann} = \frac{0,28\ \frac{\text{mln}}{\text{rok}}}{1000\ \text{MWh}}$$

$$LCEO_{cap\ an} = 280\ \text{zł/MWh}$$

B) Biogazownia

- całkowite koszty kapitałowe (C_{cap}) = 25 mln zł
- przewidywany czas eksploatacji (L) = 25 lat
- średnia roczna produkcja energii (E) = 8000 MWh

- moc zainstalowana (P) w megawatach = 1 MW
- koszty likwidacji poeksploatacyjnej = 400 000 zł
- koszty rekultywacji terenu = 10 000 zł

$$LCEO_{cap} = \frac{\left(\frac{25 \text{ mln}}{25}\right) + \left(\frac{0,4 \text{ mln} + 0,01 \text{ mln}}{25}\right)}{8000 \text{ MWh}}$$

$$LCEO_{cap} = \frac{\left(\frac{25,41 \text{ mln}}{25}\right)}{8000 \text{ MWh}}$$

$$LCEO_{cap} = \frac{1,01 \frac{\text{mln}}{\text{rok}}}{8000 \text{ MWh}}$$

$$LCEO_{cap} = 126,25 \text{ zł/MWh}$$

Jednakże, co należy raz jeszcze podkreślić, reguły dotyczące wyliczeń startowych dotyczących wielkości wymaganych nakładów na wybudowanie mocy wytwórczych do momentu ich uruchomienia oraz po ich likwidacji mogą posłużyć wyłącznie do porównań w tym zakresie. Uzupełniają go oczywiście nakłady ponoszone z tytułu O&M.

Przyjmując wyliczenia dla omawianych przykładów z wcześniejszego podrozdziału poświęconego kosztom operacyjnym i utrzymania, mamy odpowiednio:

- Farma fotowoltaiczna – O&M = 188 000 zł
- Biogazownia O&M = 1 990 000 zł

a więc odpowiednio dla

$$\text{a) koszt operacyjny na MWh} = \frac{188\,000 \text{ zł}}{1\,000\,000 \text{ MWh}} = 1,88 \text{ zł/MWh}$$

$$\text{Całkowity koszt produkcji 1 MWh} = 280 \text{ zł/MWh} + 1,88 \text{ zł/MWh} = 281,88 \text{ zł/MWh}$$

$$\text{b) koszt operacyjny na MWh} = \frac{1\,990\,000 \text{ zł}}{8\,000 \text{ MWh}} = 248,75 \text{ zł/MWh}$$

$$\text{Całkowity koszt produkcji 1 MWh} = 126,25 \text{ zł/MWh} + 248,75 \text{ zł/MWh} = 375 \text{ zł/MWh}$$

Dokonane tu obliczenia mają charakter czysto modelowy, stad też wskazane wielkości nie mogą być bezpośrednio implementowane dla dowolnego obiektu.

Współczesna analiza kosztów produkcji energii elektrycznej musi również uwzględniać dynamicznie zmieniające się warunki rynkowe, polityczne oraz technologiczne. Wzrost znaczenia odnawialnych źródeł energii, zmienność cen surowców oraz regulacje dotyczące ochrony środowiska stanowią istotne wyzwania dla precyzyjnego szacowania kosztów. Dodatkowo, rozwój technologii magazynowania energii oraz inteligentnych sieci energetycznych wpływa na strukturę wydatków oraz opłacalność poszczególnych technologii wytwórczych.

Uwzględnienie tych wszystkich czynników jest kluczowe dla podejmowania świadomych decyzji inwestycyjnych oraz strategicznych w sektorze energetycznym. Dzięki temu możliwe jest zapewnienie zrównoważonego, ekonomicznie opłacalnego i ekologicznie odpowiedzialnego zaopatrzenia w energię elektryczną.

5.3. Wyzwania współczesnej elektroenergetyki

Wyzwania stojące przed współczesną i przyszłą elektroenergetyką można lakonicznie sprowadzić do terminu „magazynowanie energii”, jego rozwiązanie stanowi punkt wyjścia dla rozwiązywania problemów, jakie kolejno stawiają:

- transformacja energetyczna
- integracja odnawialnych źródeł energii
- zarządzanie popytem na energię
- bezpieczeństwo energetyczne
- efektywność energetyczna
- regulacje i polityka energetyczna
- emisje zanieczyszczeń i ochrona środowiska
- finansowanie inwestycji.

Jak wspomniano, kwestia gromadzenia nadwyżek energii elektrycznej i przetrzymywania ich w gotowości do wykorzystania w czasie zwiększonego zapotrzebowania ma kluczowe znaczenie. Do niedawna, jeszcze kilkanaście lat temu, naturalnym magazynem były nagromadzone surowce. Semantycznie, coraz rzadziej w raportach sprawozdawczych

koncernów energetycznych wyodrębniane są sekcje „rezerwy” (natural) dla wybranych paliw⁴⁹³. Nie określa się ich mianem „zasoby kopalne” (fossil resources) czy też „zasobność złóż” (resource richness). Można w tym dostrzec bez trudu pozostałość po tradycyjnej energetyce konwencjonalnej, opartej na surowcach kopalnych. Dotąd ich zapas pozostawał gwarantem stabilności dostaw do elektrowni, pełniąc funkcję odpowiadającą tej, jaką dzisiaj przypisujemy magazynom.

Transformacja energetyczna, tożsama ze stopniową rezygnacją z kopaln na rzecz odnawialnych źródeł energii, odebrała im ten walor. Co do zasady, nie ma możliwości gromadzenia nadwyżek energii elektrycznej w czymkolwiek, co należy wydobyć spod powierzchni ziemi.

Zjawisko produkcji przekraczającej możliwości podażowe, a dodatkowo niedostosowanej do popytu, samo w sobie jest poważnym mankamentem systemu⁴⁹⁴. Gdy jego konstrukcja opiera się w przeważającej mierze na mocach wytwórczych, których charakterystyka pracy zależy od czynników zewnętrznych, takich jak farmy fotowoltaiczne czy wiatrowe, problem nawarstwia się i rozrasta. Wielkość produkcji z tych źródeł sporadycznie jest skoordynowana z zapotrzebowaniem⁴⁹⁵. Brak tej synchronizacji wyjaśnia znaczenie i wagę magazynów energii. Mają one być elementem stabilizującym system, który zasilany jest urządzeniami zależnymi od uwarunkowań pogodowych. Konceptyjnie pozwalają one zachować wytworzoną energię do późniejszego wykorzystania, co zwiększa jego efektywność poprzez równoważenie popytu i podaży. Postrzegane są jako ważny element obszaru bezpieczeństwa, szczególnie w kontekście awarii oraz blackoutów⁴⁹⁶. Są też czynnikiem determinującym ekonomiczny wymiar funkcjonowania całego systemu⁴⁹⁷.

⁴⁹³ Przykładem mogą być raporty i zestawienia koncernów sprzed roku 2021, gdzie zapisy te są powszechne. Po 2022 np. BP przestaje je publikować, por. BP Statistical Review 2021 i BP Statistical Review 2022.

⁴⁹⁴ A.J. Piotrowski, *Drabina integracji w stabilizacji systemu energetyki rozproszonej*, „Energetyka Rozproszona” 5–6, 2012, s. 41.

⁴⁹⁵ P. Czyżak, A. Wrona, *Brakujący element układanki*, Warszawa 2021, s. 56–59.

⁴⁹⁶ *Ibidem*, s. 66.

⁴⁹⁷ S. Bartnikowska, A. Olszewska, W. Czekala, *Stan obecny przyłążeń instalacji OZE do systemu elektroenergetycznego*, „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal” 2017, s. 125.

Wśród współcześnie stosowanych magazynów energii najistotniejsze znaczenie dla niego posiadają, o czym wspomniano (podrozdział 2.2.4.), elektrownie szczytowo-pompowe. Ich utylitarny wymiar wiąże się tak z równoważeniem go, jak i dostarczaniem zasilania dla rozruchu obiektów konwencjonalnych po zatrzymaniu ich pracy. Innymi słowy w przypadku awarii katastrofalnej, hydroelektrownie te mogą wspomagać odbudowę systemu elektroenergetycznego dzięki zdolności do samostartu i pracy w izolacji⁴⁹⁸. Niestety, jak większość OZE są one zależne od warunków naturalnych, co ogranicza ich powszechne zastosowanie. Coraz ważniejszą rolę skłonni jesteśmy przypisywać magazynom chemicznym energii elektrycznej. W przeciwieństwie do będących od lat w użyciu akumulatorów kwasowo-ołowiowych⁴⁹⁹ i litowo-jonowych, których moc jest ograniczona⁵⁰⁰, idea nowej generacji urządzeń tkwi w możliwości przechowywania dostarczonej energii poprzez pobudzenia reakcji, którą można później odwrócić. Doskonałym przykładem są tu wysiłki na rzecz wykorzystania nadwyżek energii elektrycznej do procesu elektrolizy i tworzenie magazynów wodorowych (por. podrozdział 2.3)⁵⁰¹. Jest to obecnie jeden z najbardziej eksplorowanych kierunków badawczych, głównym wyzwaniem pozostaje niska wydajność tego typu rozwiązań⁵⁰².

Ukierunkowanie polityki energetycznej na rzecz gromadzenia nadwyżek w wodrze jest powszechne i nie dotyczy jedynie Polski. Może być interpretowane gospodarczo jako tzw. mniejsze zło czy próba niwelowania strat. Dylemat sprowadza się do odpowiedzi na pytanie, co zrobić z ogromną nadwyżką produkcyjną pochodzącą z fotowoltaiki, która

⁴⁹⁸ Z. Lubośny, K. Dobrzyński, J. Klucznik, *Start-up of a power unit of a thermal power plant auxiliary system with supply from a hydropower plant*, „Acta Energetica” 2013, 3, s. 60.

⁴⁹⁹ D. Burzyński, L. Kasprzyk, *Modelowanie pracy akumulatorów kwasowo-ołowiowych w stanach dynamicznych*, „Electrical Engineering” 2017, s. 41–42.

⁵⁰⁰ K. Rafał, P. Grabowski, *Magazynowanie energii*, „ACADEMIA – magazyn Polskiej Akademii Nauk”, Warszawa 2021, s. 36.

⁵⁰¹ S. Bielecki, D. Szymańska, B. Cieślak, *Nowoczesne narzędzia bilansujące energię elektryczną w systemie – bezpośrednie magazyny energii i elektrownie wirtualne*, „Energetyka” 2016, nr 9, s. 497–498.

⁵⁰² M. Bartosik, W. Kamrat, M. Kaźmierkowski, W. Lewandowski, P. Maciej, T. Pezydent, Z. Skoczowski, A. Strupczewski, *Magazynowanie energii elektrycznej i gospodarka wodorowa*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2016, nr 12, s. 337–339.

pojawia się w godzinach popołudniowych. Dotyczy to nie tylko okresu letniego, wtedy jednakże jest najsilniej odczuwalne. Nierzadko zbiega się też ze szczytem wydajności elektrowni wiatrowych, co ma swoje uzasadnienie fizyczne. Rozwiązaniem problemu jest odłączanie części źródeł wytwórczych od sieci elektroenergetycznej – praktykowane obecnie, bądź zasilenie elektrolizerów wytwarzających wodór, gdzie co najwyżej 50% włożonej energii można odzyskać. Wybór padł na ostatnie z nadmienionych zadań. Czyni ono wprawdzie koszt produkcji o połowę wyższym, ale pozwala zagospodarować przynajmniej częściowo istniejący potencjał. Uzasadnia też wybór wodoru jako kierunku rozwojowego w polityce energetycznej. Sprowadzenie przyszłości magazynów chemicznych do wodorowych z wykorzystaniem elektrolizy jest daleko idącym uproszczeniem. Pierwiastek ten gromadzony może być także w innych związkach chemicznych wykazujących się wysoką gęstością energetyczną: amoniak, meta, etan czy powstałe na ich bazie alkohole metanol czy etanol są równie perspektywiczne. Szczególne nadzieje, o czym wspomniano (por. podrozdziały 2.2.4, 3.2.4), łączyć można z ostatnim z wymienionych, chociaż nie w charakterze narzędzia zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej, lecz ekologicznego surowca do jej produkcji.

Rozwiązaniem problemu nie są też superkondensatory. Pozwalają one wprawdzie na bardzo szybkie magazynowanie i uwalnianie energii elektrycznej, jednak ich mankamentem pozostają relatywnie niska gęstość energetyczna i wysokie koszty⁵⁰³.

Omawiając problem gromadzenia nadprodukcji energii, warto kilka słów poświęcić magazynom termicznym. W przeciwieństwie do wcześniej omawianych nie dają one możliwości akumulowania energii elektrycznej, czy też oddania jej jakiegokolwiek przekazanej części z powrotem do sieci elektroenergetycznej. Ich rosnąca popularność nie bierze się znikąd. Pozwalają na przechowywanie energii cieplnej do późniejszego wykorzystania, np. w systemach ogrzewania lub chłodzenia. Ich zaletą jest możliwość wykorzystania odpadów ciepłych z produkcji przemysłowej. Jednak wymagają one izolacji termicznej o wysokiej efektywności⁵⁰⁴.

⁵⁰³ S. Bielecki, D. Szymańska, B. Cieślak, *Nowoczesne narzędzia...*, *op.cit.*, s. 498.

⁵⁰⁴ P. Jastrzębski, P.W. Saługa, *Innowacyjne metody magazynowania ciepła*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN” 2018, nr 105, s. 230–231.

Przykładem hybrydowego magazynu termicznego jest system współpracujący z elektrownią słoneczną termiczną.

Wyzwania współczesnej elektroenergetyki, jak wspomniano, nie ograniczają się jedynie do kwestii magazynowania energii elektrycznej, nawet jeśli ta w przyjętym wymiarze transformacji energetycznej ma nadrzędne i kluczowe znaczenie. Istotnym, a zarazem ściśle łączącym się z nią problemem jest integracja mocy wytwórczych pochodzących z niestabilnych źródeł odnawialnych, takich jak instalacje fotowoltaiczne czy turbiny wiatrowe, z siecią elektroenergetyczną.

Jest to zadanie, które stoi przed operatorami systemów elektroenergetycznych, a rozciąga nie tylko na sferę techniczną i operacyjną. Nadmieniona niepewność produkcji, wynikająca z ich zależności od warunków pogodowych, powoduje trudności w utrzymaniu niezawodności sieci.

Przy braku magazynów elastyczne zarządzanie źródłami energii w celu zrównoważenia popytu i podaży zbyt często okazuje się daleko niewystarczające. O ile dotąd wszelkie wysiłki skoncentrowane były na regulacji i dostosowaniu mocy wytwórczych do istniejącego zapotrzebowania, co zwykle w sytuacjach kryzysowych i groźbie blackoutu sprowadzało się do wytwarzania większej ilości energii, by zaspokoić konsumpcję, o tyle coraz częściej działania służące stabilizacji systemu kierowane są również ku stronie popytowej. Przez całe dekady, jako poniekąd dziedzictwo ustawodawstwa okresu PRL, funkcjonowały przepisy obligujące podmioty gospodarcze o mocy umownej nie mniejszej niż 300 kW do obligatoryjnego ograniczenia poboru w przypadku rządowych ograniczeń odpowiadających poszczególnym stopniom zasilania⁵⁰⁵. Regulacje obowiązujące po dzień dzisiejszy sprowadzały się do sankcji i kar i jako

⁵⁰⁵ Wielkości wprowadzanych ograniczeń w poborze energii elektrycznej są określone za pomocą stopni zasilania od 11 do 20, gdzie:

- Stopień 11 oznacza możliwość poboru mocy do poziomu mocy umownej, zgodnie z umową ze sprzedawcą lub operatorem sieci, do której odbiorca jest podłączony. W praktyce, stopień 11 nie wprowadza żadnych ograniczeń, pobór energii odbywa się normalnie.
- Stopień 12 wskazuje na możliwość poboru mocy do maksymalnego poziomu dla danego obiektu.
- Stopnie zasilania od 12 do 19 stopniowo zmniejszają ilość pobieranej energii, zapewniając równomierne obniżanie mocy elektrycznej pobieranej przez odbiorcę.

takie były narzędziami skutecznymi, lecz mało przystającymi do realiów państw z liberalnymi zasadami gospodarki rynkowej.

Ukłonem w stronę przedsiębiorstw było wprowadzenie DSR (Demand Side Response)⁵⁰⁶. Jako alternatywa dla opresyjnych rozwiązań regulacji wynikających z decyzji administracyjnych wychodziły naprzeciw konieczności stabilizacji systemu z uwzględnieniem interesów strony popytowej. W pewnym uproszczeniu, użycie ich polega na czasowej redukcji poboru mocy przez odbiorców energii⁵⁰⁷. Dotyczy to głównie największych z nich, takich, których zużycie w określonych porach wpływa na napięcie w sieci. Kluczowe znaczenie przypada tu głównie przedsiębiorstwom produkcyjnym. Ich nieobecność czy precyzyjniej zmniejszona aktywność w sytuacji ponadprzeciętnego popytu na energię elektryczną wspiera stabilność funkcjonowania całego systemu przesyłowego⁵⁰⁸.

DSR działa na zasadzie umów zawieranych pomiędzy przedsiębiorstwami i dostawcami energii oraz operatorem systemów elektroenergetycznych. Pierwsi, jak wspomniano, zobowiązują się do czasowego ograniczenia poboru energii elektrycznej w zamian za określone wynagrodzenie – rekompensatę. W sytuacjach krytycznych dystrybutor wysyła sygnały do tych podmiotów – odbiorców, aby dokonały redukcji obciążenia⁵⁰⁹.

-
- Stopień 20, najbardziej rygorystyczny, oznacza możliwość poboru jedynie minimalnej mocy ustalonej w umowie, niezbędnej do zapewnienia bezpieczeństwa i uniknięcia zakłóceń.

⁵⁰⁶ Także odbiorców indywidualnych, chociaż tutaj same zachęty i deklaracje oszczędności nie zawsze odnosiły pożądany skutek, por. K. Billewicz, *Skuteczność DSR – między bodźcem a reakcją*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2012, nr 88/9a, s. 311.

⁵⁰⁷ S. Bielecki, D. Szymańska, B. Cieślak, *Nowoczesne narzędzia...*, *op.cit.*, s. 500.

⁵⁰⁸ *Ibidem*.

⁵⁰⁹ W finansowym wymiarze jest to wynagrodzenie za gotowość redukcji mocy w danym roku na rzecz PSE w okresach zagrożenia lub przeciążenia sieciowego. Za kreowanie rynku odpowiedzialni są tzw. agregatorzy – przedsiębiorstwa świadczące omawianą usługę na rzecz biznesu (przedsiębiorstw produkcyjnych i energochłonnych). Patrz: Programy DSR w latach 2017–2021, <https://www.pse.pl/uslugi-dsr/programy-dsr-w-latach-2017-2021> [dostęp: 27.10.2024]. W 2021 roku przetarg wygrały: CMC Poland, Lerta, Enel X Polska, Enspirion, Polenergia Obrót oraz Tauron Sprzedaż. Usługa IRP będzie świadczona przez CMC Poland, Lerta, Enel X Polska, Enspirion, Polenergia Obrót oraz Tauron Sprzedaż,

Realizacja takich działań przybiera różne formy⁵¹⁰. Zakłady przemysłowe mogą tymczasowo zmniejszać lub wstrzymać procesy produkcyjne, przesuwać część obciążeń na godziny poza szczytem zapotrzebowania lub przełączać się na własne generatory bądź baterie. Taka elastyczność nie tylko zwiększa stabilność systemu, ale także przyczynia się do redukcji kosztów operacyjnych, unikania zwykle drogich rozwiązań awaryjnych oraz zmniejszenia emisji CO₂ dzięki ograniczeniu korzystania z mniej efektywnych jednostek wytwórczych.

Wprowadzenie w Polsce pierwszych DSR w latach 2016–2017 było swoistym ukłonem w stronę biznesu⁵¹¹. Był to ruch wskazujący na kierunek rozwoju relacji na rynku elektroenergetycznym między stroną popytową a podażową w segmencie kluczowych klientów. Ich implementacja wiąże się z wyzwaniami, takimi jak potrzeba zaawansowanych systemów komunikacji oraz monitorowania, aby efektywnie zarządzać redukcjami poboru mocy. Dodatkowo, co wymaga podkreślenia, programy DSR, aby były skuteczne, muszą być oparte na szerokiej współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, dostawcami energii oraz odbiorcami końcowymi. Interesy szczególnie tych ostatnich nie zawsze

<https://nettg.pl/gornictwo/175222/usluga-irp-bedzie-swiadczona-przez-cmc-poland-lerta-enel-x-polska-enspirion-polenergia-obrot-oraz-tauron-sprzedaz> [dostęp: 27.10.2024].

Reprezentacja przed PSE dotyczy bieżących kontaktów, złożenia właściwej dokumentacji, zawarcia umów, pozyskania certyfikatów do pełnienia usługi IRP (interwencyjna redukcja poboru mocy), a w praktyce codziennej przede wszystkim przekazywania informacji o ewentualnych wezwaniach do redukcji przez PSE. Istotną rolę w procesie odgrywają również spółki OSD przeprowadzające proces certyfikacji Obiektów Redukcji (ORed), jednakże jest to jeden z wewnętrznych procesów na linii PSE–OSD – Agregator przygotowujący podmiot biznesowy do pełnienia wskazanej funkcji.

⁵¹⁰ Przedsiębiorstwa uczestniczące w programach DSR mogą dostosowywać swoje procesy produkcyjne, aby reagować na sygnały operatorów, co pozwala im na optymalizację zużycia energii oraz czerpanie korzyści finansowych z tytułu uczestnictwa w tych programach. Duże budynki komercyjne, takie jak biurowce czy centra handlowe, mogą zarządzać systemami ogrzewania, wentylacji oraz klimatyzacji, aby zredukować zużycie energii w szczytowych godzinach, a firmy posiadające systemy magazynowania energii mogą przełączać się na własne źródła zasilania, zmniejszając obciążenie sieci.

⁵¹¹ Programy DSR w latach 2017–2021, <https://www.pse.pl/uslugi-dsr/programy-dsr-w-latach-2017-2021>

są zbieżne z wymienionymi wcześniej, co nierzadko kończy się dyktan-tem tych ostatnich.

Niewątpliwie DSR ma ogromny potencjał w kontekście przyszło-ści energetyki, zwłaszcza przy rosnącej integracji odnawialnych źródeł energii i potrzebie bardziej elastycznego zarządzania systemem elektro-energetycznym⁵¹². Rozwój technologii inteligentnych sieci oraz rosnąca świadomość i zaangażowanie przedsiębiorstw w działania proekologiczne będą przyczyniać się do dalszego rozwoju i efektywności.

Nadmieniane magazyny energii, a poniekąd także umowy DSR, mają obecnie jedno podstawowe zadanie, którym jest dostosowanie produkcji z odnawialnych źródeł energii do systemu elektroenergetycznego. Jednym z narzędzi jego realizacji są tzw. taryfy dynamiczne. Ich wprowadzenie służy stworzeniu nawyków konsumenckich korzystnych dla rozwiązań, w których jednym z podstawowych źródeł zasilania pozostaje moc generowana przy wykorzystaniu energetyki słonecznej. Z założenia mają one umożliwić optymalizację zużycia energii poprzez zachęcanie konsumentów do korzystania z energii w czasie, gdy jej wytwarzanie, np. z fotowoltaiki, jest największa, co sprzyja lepszemu wykorzystaniu pochodzącej stąd produkcji⁵¹³.

Taryfy dynamiczne są kluczowym elementem w integracji OZE z sy-stemem elektroenergetycznym, ponieważ promują efektywne zarządzanie stroną popytu. Umożliwiają one konsumentom elastyczne reagowanie na zmiany cen energii elektrycznej, które odzwierciedlają rzeczywiste koszty jej generowania w różnych porach dnia. Przykładem są krytyczne ceny szczytowe CPP (ang. Critical Peak Pricing – dalej: CPP)⁵¹⁴, któ-

⁵¹² R. Kaznowski, D. Sztarfrowski, *System elektroenergetyczny oparty o odnawialne źródła energii – możliwości i bariery rozwoju*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2023, 99, s. 188.

⁵¹³ A. Pamuła, *Taryfy i ceny jako narzędzia zarządzania popytem odbiorców energii*, „Acta Universitatis Lodzianensis. Folia Oeconomica” 2013, nr 287, s. 82.

⁵¹⁴ Critical Peak Pricing – jest to mechanizm taryfowy, w którym ceny energii elektrycznej są znacząco podnoszone w określonych, krytycznych godzinach szczytowego zapotrzebowania. Celem CPP jest zmniejszenie obciążenia sieci elektroenergetycznej w tych kluczowych momentach poprzez zachęcanie konsumentów do ograniczenia zużycia energii, co z kolei pomaga obniżyć koszty operacyjne i inwestycyjne związane z utrzymaniem szczytowej mocy produkcyjnej. Por. I. Przybojewska, *Miejsce celu środowiskowego w polityce energetycznej*

re podnoszą stawki za energię elektryczną w godzinach najwyższego jej zapotrzebowania, zmniejszając obciążenie sieci i koszty operacyjne⁵¹⁵. Innym mechanizmem są opłaty wg czasu użytkowania TOU (od ang. Time-of-Use Pricing, dalej: TOU), które zmieniają się w zależności od pory doby⁵¹⁶, zachęcając do przesunięcia zużycia energii na godziny poza szczytem, co redukuje ogólne koszty produkcji energii⁵¹⁷.

Wprowadzenie taryf dynamicznych jest, jak wskazano, narzędziem pozwalającym na integrację OZE z systemem energetycznym. Pozostaje jednak także wsparciem dla pochodzącej z nich zmiennej produkcji energii elektrycznej⁵¹⁸. Sprzyjają bowiem akceptacji technologii smart home oraz automatyzacji zarządzania popytem, co jest istotnym elementem efektywnego wykorzystania OZE. Wiązą się z tym jednak poważne wyzwania dla odbiorców, takie jak wysokie koszty modernizacji infrastruktury, w tym instalacja inteligentnych liczników, wymiany infrastruktury pomiarowej etc.⁵¹⁹. Ponadto, konsumenci mogą być niechętni do przyjęcia dynamicznych taryf z powodu obaw związanych z nieprzewidywalnością rachunków za energię. Badania sondażowe skłaniają do wniosku, zgodnie z którym prostsze programy taryf dynamicznych są bardziej ak-

Unii Europejskiej, [w:] *Energetyka w odślonach: Ochrona środowiska – Logistyka – OZE – Technika – Finanse – Bezpieczeństwo*, B. Ćwiek, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2016, s. 69–73.

⁵¹⁵ A. Faruqui, *The Ethics of Dynamic Pricing Smart Grid*, [w:] *The Smart Grids*, Academic Press 2012, s. 61–63, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780123864529000036?via%3Dihub> [dostęp: 27.10.2024].

⁵¹⁶ Są wyższe w okresach szczytowego zapotrzebowania na energię (najczęściej w ciągu dnia) oraz niższe w godzinach poza szczytem (najczęściej w nocy i wczesnym rankiem). Celem TOU jest zachęcanie konsumentów do przesuwania zużycia energii na godziny poza szczytem, co pomaga w równoważeniu obciążenia sieci elektroenergetycznej oraz redukcji kosztów produkcji i dystrybucji energii.

⁵¹⁷ A. Faruqui, S. Sergici, *Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments*, „Journal of Regulatory Economics” 2010, nr 38, s. 193–225, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780123864529000036?via%3Dihub>

⁵¹⁸ E. Dütschke, A.G. Paetz, *Dynamic electricity pricing – Which programs do consumers prefer?*, „Energy Policy” 2013, 59, s. 226–234, <https://link.springer.com/article/10.1007/s11149-010-9127-y>

⁵¹⁹ W USA oszacowano na około 40 miliardów dolarów, por. A. Faruqui, S. Sergici, *Household response...*, *op.cit.*, s. 196.

ceptowane przez użytkowników⁵²⁰. Wdrożenie tych taryf wiąże się jednak z potrzebą edukacji konsumentów, co jest procesem długotrwałym i niezwykle kosztownym. Nie wydaje się jednak, by do momentu wydatnego ograniczenia strat związanych z magazynowaniem energii elektrycznej istniała wobec nich jakakolwiek alternatywa. Korzyści w postaci redukcji szczytowego zapotrzebowania, integracji odnawialnych źródeł energii oraz zwiększenia efektywności ekonomicznej definiują utylitaryzm taryf dynamicznych. W wielu państwach już stanowią one kluczowy element zarządzania stroną popytu, wspierając wydajne i elastyczne zużycie energii elektrycznej w kontekście rosnącego udziału OZE w miksie energetycznym⁵²¹.

Wspominając i podejmując kwestie związane z integracji OZE z siecią elektroenergetyczną, istotnym elementem pozostaje zapewnienia odpowiedniej rezerwy mocy. W sytuacjach gdy produkcja energii z odnawialnych źródeł spada, konieczne jest posiadanie dostępnych rezerw mocy z konwencjonalnych elektrowni, które mogą szybko zareagować na zmiany w zapotrzebowaniu na energię. To z kolei wiąże się z koniecznością utrzymania elastycznych jednostek wytwórczych, które mogą być uruchamiane i wyłączane w krótkim czasie⁵²². Predystynowane do tej roli są bloki gazowe oraz jądrowe.

Modernizacja systemu ze stale powiększającym się udziałem odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym stanowi wyzwanie dla zarządzania przepływami energii w sieci elektroenergetycznej. Niestabilne źródła odnawialne, takie jak wiatr i słońce, niemal zawsze prowadzą do powstawania przeciążeń oraz niedoborów w lokalnych segmentach sieci, co z kolei wymaga zaawansowanych systemów zarządzania. Remedium przynajmniej częściowym na wynikające stąd problemy pozostaje, poza wspomnianymi stabilizatorami typu magazyny, umowami obligującymi do ograniczenia popytu czy zmianami nawyków konsumpcyjnych wśród indywidualnych klientów, sieć Smart Grid, czyli inteligentna sieć

⁵²⁰ E. Dütschke, A.G. Paetz, *Dynamic electricity pricing...*, *op.cit.*, s. 232.

⁵²¹ T. Motowidlak, *Systemy rezerwy strategicznej w państwach członkowskich Unii Europejskiej*, „Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu” 2015, t. 65, nr 8, s. 65.

⁵²² W. Dołęga, *Funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej*, „Rynek Energii” nr 1, 2018, s. 42–44.

elektroenergetyczna. Sama nazwa może wprowadzać w błąd, nie jest to bowiem jakikolwiek samodzielnie decydujący, w rozumieniu dokonujący niezależnie wyboru. Jest nowoczesnym rozwiązaniem umożliwiającym elastyczne i efektywne zarządzanie przepływem energii, który integruje technologie informacyjne z tradycyjną infrastrukturą energetyczną, co pozwala na dwukierunkową komunikację między dostawcami a odbiorcami energii. Dzięki temu możliwe jest monitorowanie i kontrolowanie zużycia energii w czasie rzeczywistym oraz dynamiczne dostosowywanie podaży do zapotrzebowania. Rozwój Smart Grid obejmuje implementację inteligentnych liczników, zaawansowanych systemów sterowania i monitorowania, a także integrację magazynów energii, które stabilizują sieć poprzez przechowywanie nadwyżek produkcji w okresach niskiego zapotrzebowania i uwalnianie ich w godzinach szczytu⁵²³.

Wyzwaniem związanym z wdrożeniem Smart Grid jest nie tylko wysoki koszt modernizacji infrastruktury, lecz także konieczność zapewnienia cyberbezpieczeństwa. Inteligentne sieci są podatne na ataki tego typu, co wymaga opracowania i wdrożenia zaawansowanych systemów ochrony danych oraz protokołów ochronnych. Ponadto, integracja dużej liczby rozproszonych źródeł energii wymaga opracowania zaawansowanych algorytmów sterowania i optymalizacji, które są dostosowane do tego, by ułatwić efektywne zarządzanie dynamicznie zmieniającymi się warunkami pracy sieci⁵²⁴.

Kierunki rozwoju Smart Grid obejmują zwiększenie wykorzystania sztucznej inteligencji oraz uczenie maszynowe do predykcji zapotrzebowania i produkcji energii, a także rozwój technologii blockchain w celu zapewnienia transparentności i bezpieczeństwa transakcji energetycznych⁵²⁵. Wynikające z niego rozproszenie jest naturalnym odwo-

⁵²³ P. Palensky, F. Kupzog, *Smart grids*, "Annual Review of Environment and Resources" 2013, nr 38.1, s. 212–213, http://martinot.info/BIT/READINGS/Palensky_Kupzog_2013.pdf [dostęp: 27.10.2024].

⁵²⁴ *Ibidem*, s. 215.

⁵²⁵ Blockchain pozwala na zarządzanie transakcjami energetycznymi w sposób zdecentralizowany, eliminując potrzebę zaufanych pośredników. Każda transakcja jest weryfikowana przez sieć i zapisywana w niezmienniej księdze rozproszonej, co zapewnia jej autentyczność oraz odporność na manipulacje. Dzięki temu blockchain może zabezpieczyć integralność danych oraz zapewnić transparentność procesów handlu energią. A. Agung, R. Handayani, *Blockchain for smart*

rowaniem koncepcji energetyki rozproszonej, włączając w to kwestie gwarancji dostaw.

Poruszone zagadnienie z zakresu bezpieczeństwa energetycznego stanowi jedną z kluczowych osi, wokół której oscyluje problematyka najważniejszych wyzwań sektorowych w dobie jego transformacji. Wynika to z prognoz wskazujących na ciągły wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną oraz dążenie do zastąpienia stabilnych tradycyjnych mocy wytwórczych źródłami zależnymi od uwarunkowań pogodowych. Ta

grid, Rijad 2020, s. 666–675, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1319157819309000?via%3Dihub>

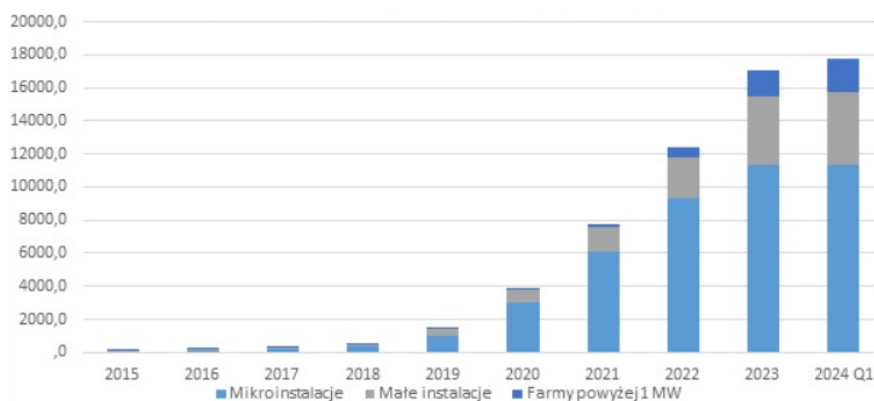
Ponadto umożliwia bezpośredni handel energią między producentami a konsumentami za pomocą inteligentnych kontraktów. Takie podejście pozwala na bardziej efektywne zarządzanie lokalnymi zasobami energii, zmniejszając obciążenie sieci oraz koszty związane z transmisją energii. T. Alladi, V. Chamola, J. Rodrigues, S.A. Kozlov, *Blockchain in Smart Grids: A Review on Different Use Cases*. *Sensors* (Basel, Switzerland), 2019, 19. <https://www.mdpi.com/1424-8220/19/22/4862>

Jednym z głównych wyzwań Smart Grid, o czym nie wolno zapominać, jest bezpieczne zarządzanie dużymi ilościami danych generowanych przez różne urządzenia. Blockchain oferuje rozwiązania umożliwiające bezpieczne przechowywanie i przesyłanie danych, jednocześnie chroniąc prywatność użytkowników dzięki zastosowaniu zaawansowanych technik kryptograficznych. P. Loreti, L. Bracciale, E. Raso, G. Bianchi, E. Riva Sanseverino, P. Gallo, *Privacy and Transparency in Blockchain-Based Smart Grid Operations*, *IEEE Access*, 2023, Vol. 11. *Privacy in Blockchain-based Smart Grids. 2022 Workshop on Blockchain for Renewables Integration (BLORIN)*, s. 37–41. <https://ieeexplore.ieee.org/document/10028590>

Kolejnym ważnym atutem jest tu zawieranie smart contracts na blockchainie które mogą automatyzować procesy zarządzania energią, takie jak bilansowanie sieci, rozliczenia czy zarządzanie popytem. Automatyzacja tych procesów zwiększa efektywność operacyjną i redukuje ryzyko błędów ludzkich. M. Mylrea, S. Gourisetti, *Blockchain for smart grid resilience: Exchanging distributed energy at speed, scale and security*, 2017 Resilience Week (RWS), s. 18–23, <https://ieeexplore.ieee.org/document/8088642>

Inteligentne sieci są atrakcyjnym obiektem ataków hakerskich ze względu na rolę, jaką odgrywają. Są jednakże też bardziej odporne na włamania cybernetyczne i awarie systemowe. Decentralizacja i niezależność poszczególnych węzłów sieci zwiększa redundancję i zdolność do szybkiego reagowania na incydenty. Z. Dong, F. Luo, G. Liang, *Blockchain: a secure, decentralized, trusted cyber infrastructure solution for future energy systems*, “*Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*” 2018, nr 6, s. 958–967.

sprzeczność stanowi jedno z kluczowych wyzwań. Prace nad rozwiązaniem problemu prowadzone są w kierunku zwiększenia potencjału wytwórczego, tak aby był on wystarczający do zaspokojenia potrzeb popytowych pomimo znaczących strat na poziomie magazynowania, co wynika m.in. z decyzji politycznych o przypisaniu kluczowej roli farmom fotowoltaicznym i wiatrowym⁵²⁶. Działania te widoczne są tak w wymiarze globalnym, jak i lokalnym. Doskonale odzwierciedla to nadmieniany już wzrost instalacji jednego i drugiego typu oraz dynamicznie powiększająca się produkcja z nich (por. rys 5.1 oraz 5.2).

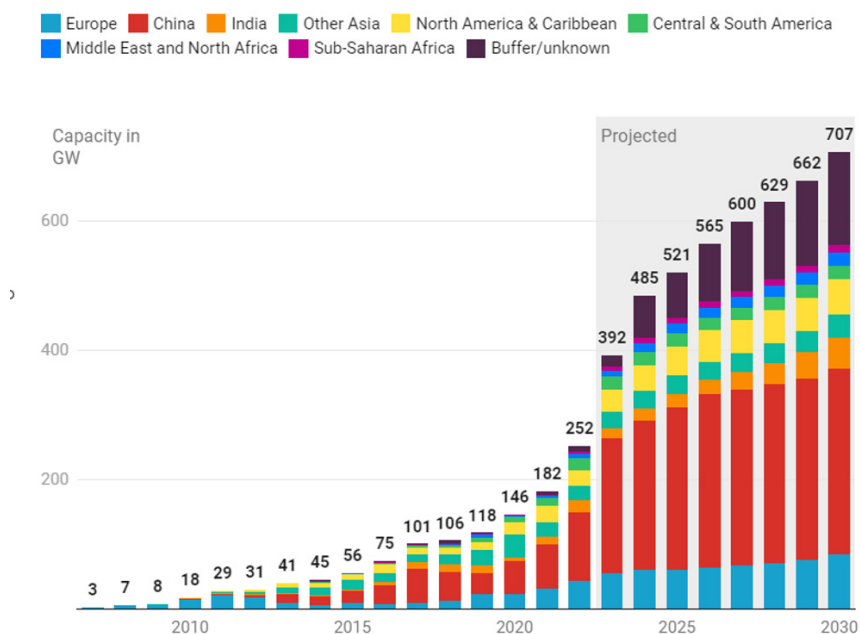


Rys. 5.1. Skumulowana moc zainstalowana w fotowoltaice w Polsce w latach 2015–2024 (I kwartał)

Źródło: Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2024, Moc zainstalowana w PV w Polsce, <https://ieo.pl/dokumenty/aktualnosci/12062024/Prezentacja%20wybranych%20wynik%C3%B3w%20raportu%20Rynek%20Fotowoltaiki%20w%20Polsce%202024.pdf>.

Co ciekawe i warte ekspozycji, kwestia stabilności jest konsekwencją dokonanego wyboru związanego z wykorzystaniem energetyki słonecznej i wiatrowej. Wspomniane we wcześniejszych podrozdziałach (3.1.4 i 3.2.4) możliwości zastosowania paliw roślinnych, takich jak biometan czy etanol do produkcji energii elektrycznej, eliminowało problem niestabilnego charakteru źródeł wytwórczych.

⁵²⁶ A. Agung, R. Handayani, *Blockchain...*, op.cit., s. 668–669.



Rys. 5.2. Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w fotowoltaice w świecie wg regionów

Źródło: Bloomberg NEF, 3Q 2023 Global PV Market Outlook, <https://about.bnef.com/blog/3q-2023-global-pv-market-outlook/> oraz Solar installations set to break global, US records in 2023, <https://www.canarymedia.com/articles/solar/chart-solar-installations-set-to-break-global-us-records-in-2023>.

Całej kwestii bezpieczeństwa energetycznego w sektorze elektroenergetyki nie można rzecz jasna zamknąć w obszarze likwidacji czy też niwelacji ryzyka braku dostaw. W obszarze tym mieścić się będą, poza przedstawionymi problemami natury technicznej i infrastrukturalnej, zagadnieniami typowo ekonomicznymi sprowadzającymi się do rentowności, także, a może przede wszystkim, zagadnienia społeczne, wśród których kluczowego znaczenia nabiera powszechność i równość dostępu do energii elektrycznej.

Kierunek rozwoju energetyki, jak wielokrotnie podkreślono w niniejszej książce, jest głęboko zakorzeniony w kontekście politycznym, co ma fundamentalne znaczenie dla kształtowania przyszłości tego sektora. Decyzje o takim właśnie charakterze determinują nie tylko ogólną strukturę systemu energetycznego, ale także wybór surowców używanych do

produkcji energii elektrycznej i ciepłej, a także preferencje dotyczące konkretnych typów OZE. Każdy z tych elementów, zarówno indywidualnie, jak i w całości, jest wynikiem rozstrzygnięć podejmowanych na najwyższych szczeblach władzy.

W idealnym świecie proces decyzyjny byłby zdominowany przez rzeczne analizy, które uwzględniałyby długoterminowe efekty ekologiczne, społeczne i ekonomiczne. W rzeczywistości jednak, wpływ czystej merytoryki na politykę energetyczną jest często marginalizowany, szczególnie w krajach o słabszej pozycji gospodarczej, gdzie naciski ze strony międzynarodowych koncernów energetycznych oraz globalnych mocarstw mogą znacząco zniekształcać priorytety narodowe⁵²⁷.

W tych regionach presja zewnętrzna często prowadzi do sytuacji, w której lokalne strategie energetyczne są podporządkowane interesom międzynarodowych graczy, co może skutkować wyborem technologii i surowców nieoptymalnych z punktu widzenia długoterminowego rozwoju gospodarczego⁵²⁸. Tego rodzaju zależności mają nie tylko bezpośredni wpływ na strukturę sektora energetycznego, ale również na zdolność państw do samodzielnego kształtowania swojej polityki energetycznej i realizacji celów związanych np. z transformacją energetyczną.

Decyzje te kształtują również tempo i kierunek wdrażania nowych technologii energetycznych, wpływając na stopień innowacyjności w sektorze oraz jego adaptację do zmieniających się warunków rynkowych i klimatycznych. W rezultacie, polityczne uwarunkowania stają się głównym czynnikiem determinującym dobór mocy wytwórczych.

Rozwój elektroenergetyki w państwach rozwijających się jest zatem szczególnie skomplikowany i wielowymiarowy, a jego kierunek zależy

⁵²⁷ P. Kwiatkiewicz, *Przemiany polityczne w Azerbejdżanie. Od republiki radzieckiej do współczesnego państwa*, Poznań 2018, s. 373–393.

⁵²⁸ W kontekście podejmowanych decyzji dotyczących budowy w Polsce elektrowni jądrowej i wyboru wykonawcy, nie wydaje się, by nasz kraj był wolny od takich zależności. K. Gawron-Tabor, T. Yamada, *The Implementation of Trump's Energy Dominance Policy in Central European Countries*, "European Journal of American Studies" 2024, 19.19-2, <https://journals.openedition.org/ejas/22318> 27.10.2024 oraz B. Munkácsy, D. Egres, M. Méhes, Z. Lestál, *Operational anomalies of nuclear energy*, Budapest 2021, s. 27–28, https://energiaklub.hu/files/content/OPERATIONAL%20ANOMALIES%20OF%20NUCLEAR%20ENERGY_Energiaklub.pdf [dostęp: 27.20.2024].

od zdolności do negocjowania interesów wewnętrznych i zewnętrznych. W sytuacji gdy decyzje polityczne dominują nad analizami naukowymi, istnieje ryzyko podporządkowania całego sektora interesom zewnętrznych podmiotów, zamiast odpowiadać na realne potrzeby i wyzwania stojące przed lokalnymi społecznościami i gospodarkami⁵²⁹.

W Polsce sektor elektroenergetyczny jest w dużej mierze kształtowany przez mechanizmy polityczne, w tym działania lobby i gry interesów partyjnych, które w praktyce monopolizują wpływ na obsadę spółek Skarbu Państwa oraz na kierunek rozwoju tego sektora⁵³⁰. Decyzje personalne i strategiczne zależą wyłącznie od aktualnych układów politycznych, co wpływa na inwestycje oraz rozwój infrastruktury energetycznej. Na przykład w początkach drugiej dekady XXI wieku Polskie Stronnictwo Ludowe, mając za sobą właścicieli ziemi, aktywnie wspierało rozwój lądowych farm wiatrowych⁵³¹. Z kolei Prawo i Sprawiedliwość, kontrolując strategiczne spółki branżowe oraz instytucje zarządzające niewralgicznymi zasobami, jak szelf morski, promowało inwestycje w energetykę offshore⁵³². Tego rodzaju oddziaływania na sektor elektroenergetyczny są liczne i powszechne, co pokazuje, jak silnie polityka wpływa na wybory technologiczne i inwestycyjne w energetyce⁵³³.

Podsumowując kwestie istniejących zależności w Polsce, nie sposób pominąć wyzwań związanych ze stanowieniem prawa przez rządzące obozy. Zbyt często legislacja służy realizacji partykularnych interesów, co znajduje odzwierciedlenie w takich aktach jak tzw. ustawa odległościowa, regulacje dotyczące produkcji biopaliw w ustawie o OZE, czy też przepisy dotyczące dodatków biokomponentów do olejów i benzyn silnikowych.

⁵²⁹ Por. P. Kwiatkiewicz, *Energetyka i jej przyszłość w państwach Kaukazu Południowego a stosunki międzynarodowe w regionie*, Poznań 2021, ss. 290.

⁵³⁰ P. Ruskowski, *Polityka energetyczna a grupy interesów*, „Energetyka–Społeczeństwo–Polityka” 2018, 7, s. 29.

⁵³¹ Ł. Polniak, *Bezpieczeństwo energetyczne państwa w programach polskich partii politycznych*, „Nauki Społeczne” 2012, nr 2, s. 98.

⁵³² M. Mróz, P. Mróz, *Uwarunkowania rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce*, „Gospodarka i Finanse” 2017, 8, s. 196.

⁵³³ K. Szulecki, D. Szwed, *Społeczne aspekty OZE: którędy do energetycznej demokracji?*, [w:] *Odnawialne źródła energii w Polsce. Wybrane problemy bezpieczeństwa, polityki i administracji*, K. Książkowski, K. Pronińska, A. Sulowska (red.), Warszawa 2013, s. 196.

Przykłady te obrazowo pokazują, jak prawo bywa instrumentalnie wykorzystywane⁵³⁴.

Często brakuje nawet prób tworzenia zapisów legislacyjnych, które wspierałyby postęp techniczny w energetyce, gdyż bez wsparcia politycznego nie mają jakiegokolwiek szansy wejść w życie. Przepisy dotyczące inteligentnych sieci elektroenergetycznych, integracji OZE z tymi sieciami, a także mechanizmów wsparcia finansowego dla technologii magazynowania energii oraz rozwoju zaawansowanych systemów zarządzania energią stanowią obecnie jedne z najpoważniejszych barier hamujących postęp w branży. Nadmienając o potrzebach, równie istotne jest wprowadzenie rozwiązań prawnych umożliwiających elastyczne zarządzanie popytem na energię elektryczną, takich jak liberalizacja handlu energią na rynku w oparciu o taryfy dynamiczne⁵³⁵. Niemniejsze znaczenie ma precyzyjne określenie wielkości emisji związanych z produkcją energii, które powinny wynikać z badań naukowych, a nie z nacisków grup interesu.

Nie sposób wskazać wszystkich elementów wyzwań stojących przed współczesną elektroenergetyką oraz wytyczających jej kierunki polityką energetyczną. Wyeksponowane aspekty należą jedynie do tych, których newralgiczny charakter najwyraźniej wpływa na ich obecność w przestrzeni badawczej. Nominalnie wyzwań tych jest znacznie więcej; często ich związek z omawianym obszarem wydaje się nie być bezpośredni i nie dotyczyć głównego meritum rozważań, jednak rola, jaką odgrywają, nie pozostawia wątpliwości co do ich znaczenia. Jednym z takich elementów są działania edukacyjne, mające na celu podniesienie świadomości społecznej na temat energii oraz dostępnych w niej rozwiązań. Wiedza w zakresie elektroenergetyki jest fundamentalna, ponieważ pozwala obywatelom lepiej zrozumieć złożoność tego sektora, a tym samym potencjalnie aktywnie uczestniczyć w kształtowaniu go chociażby nominalnie poprzez pełniejszą kontrolę i nadzór poczynań politycznych z nim związanych. Inicjatywy te obejmują szeroki wachlarz działań, od programów nauczania w szkołach, przez kampanie informacyjne w me-

⁵³⁴ G. Wiśniewski, *Energetyczna rewolucja i kontrrewolucja*, „Kultura Liberalna” 2013, nr 22/229, s. 8.

⁵³⁵ R. Widorski, *Liberalizacja rynku energii elektrycznej szansą na rozwój usług*, „Polityka Energetyczna” 2013, 16, s. 45–53.

diach, aż po specjalistyczne szkolenia i warsztaty dla osób bezpośrednio związanych z branżą⁵³⁶.

Ponadto, wiedza i świadomość społeczna w zakresie energetyki mogą wpływać na kształtowanie bardziej świadomych wyborów konsumentów, co z kolei może prowadzić do zmniejszenia ogólnego zużycia energii oraz większej akceptacji dla nowych technologii i rozwiązań, takich jak inteligentne sieci elektroenergetyczne czy systemy magazynowania. W dłuższej perspektywie, inicjatywy te mają wszelkie predyspozycje, by przyczynić się do bardziej zrównoważonego i efektywnego zarządzania zasobami energetycznymi, co jest kluczowe dla przyszłości całego sektora.

W związku z tym, działania edukacyjne oraz programy mające na celu ograniczenie zapotrzebowania na energię stają się nie tylko istotnym elementem strategii polityki energetycznej, ale także ważnym narzędziem w kształtowaniu przyszłych pokoleń świadomych konsumentów i obywateli, którzy rozumieją wyzwania stojące przed elektroenergetyką i potrafią aktywnie włączyć się w ich rozwiązywanie.

5.4. Monopol państwowy vs. energetyka rozproszona

W Polsce istnieje ścisła korelacja między funkcjonującym systemem politycznym a szeroko rozumianą branżą energetyczną, co nie jest zjawiskiem odosobnionym na arenie międzynarodowej. Relacja ta, mająca kluczowy wpływ na ustrój państwowy, a także na dynamikę stosunków

⁵³⁶ A. Firlit, Z. Hanzelka, K. Piątek, K. Chmielowiec, S. Barczentewicz, M. Dutka, T. Siostrzonek, R. Klempka, Ch.S.A. Mboving, W. Skomudek, *Współczesne trendy i wyzwania w dziedzinie jakości dostawy energii elektrycznej – wybrane prace badawcze, eksperymentalno-rozwojowe oraz dydaktyczne Zespołu Jakości Energii Elektrycznej*, Kraków 2023, s. 59–61, https://www.researchgate.net/profile/Ryszard-Klempka/publication/378330477_Wspczesne_trendy_i_wyzwania_w_dziedzinie_jakosci_dostawy_energii_elektrycznej_wybrane_prace_badawcze_eksperymentalno-rozwojowe_oraz_dydaktyczne_Zespou_Jakosci_Energii_Elektrycznej/links/65fa84e2f3b56b5b2d14fe02/Wspczesne-trendy-i-wyzwania-w-dziedzinie-jakosci-dostawy-energii-elektrycznej-wybrane-prace-badawcze-eksperymentalno-rozwojowe-oraz-dydaktyczne-Zespou-Jakosci-Energii-Elektrycznej.pdf [dostęp: 27.10.2024].

społecznych, jest powszechna na całym świecie. Szczególnie wyraźnie manifestuje się ona w krajach będących największymi producentami i eksporterami surowców energetycznych, gdzie gospodarka oraz budżet państwowy w dużej mierze opierają się na przychodach z wydobycia i sprzedaży ropy naftowej oraz gazu ziemnego. Azerbejdżan, Kazachstan, Turkmenistan, a także, w pewnym zakresie, Federacja Rosyjska, stanowią najbardziej reprezentatywne przykłady tego zjawiska⁵³⁷.

Pozornie trudno uznać Polskę za członka tego grona. Nie jest eksporterem żadnego z surowców energetycznych i obecnie nie jest nawet znaczącym producentem któregoś z nich. Jeszcze w 2010 roku ponad 90% energii elektrycznej wytwarzano z węgla kamiennego i brunatnego⁵³⁸, który w przeważającej większości pochodził z krajowych zasobów. Import był marginalny i jedynie uzupełniał wydobycie polskich kopalń. W 2023 roku nadal ponad 60% energii elektrycznej pochodziło z węgla, głównie z polskich kopalń⁵³⁹.

Obniżenie udziału węgla w krajowym miksie energetycznym oraz towarzyszące temu ograniczenie jego wydobycia nie doprowadziły do proporcjonalnych zmian w strukturze rynku energetycznego ani wśród podmiotów odpowiedzialnych za wytwarzanie i dystrybucję energii elektrycznej⁵⁴⁰. W dalszym ciągu dominują w nim spółki kontrolowane przez Skarb Państwa, których zarządzanie jest w znacznym stopniu kształtowane przez czynniki polityczne. Pomimo zmieniających się realiów rynkowych i technologicznych, taki układ, jak wspomniano, powoduje silne powiązanie sektora energetycznego w Polsce z mechanizmami politycznymi, co ma wpływ na stabilność oraz kierunki jego rozwoju.

⁵³⁷ Федеральный бюджет России на 2023 год: разбираем статьи доходов и расходов Источник, <https://bankstoday.net/last-articles/byudzhet-rossii-2023> [dostęp: 29.10.2024].

⁵³⁸ B. Derski, *Najniższy udział węgla w polskiej energetyce od 100 lat*, https://wysokienapiecie.pl/8002-udzial-węgla_w_produkcji_energii_elektrycznej_w_polsce/ [dostęp: 29.10.2024].

⁵³⁹ B. Derski, *Udział węgla w energetyce spadł do 63%*, <https://wysokienapiecie.pl/96011-udzial-węgla-i-oze-w-polsce-2023/> [dostęp: 28.10.2024].

⁵⁴⁰ Doskonale odzwierciedla to przerost zatrudnienia w sektorze węglowym, S. Słupik, *Restrukturyzacja zatrudnienia w sektorze energetycznym w Polsce*, „Studia Ekonomiczne” 2014, nr 166, s. 286.

Choć relacja ta może wydawać się symbiotyczna, w rzeczywistości trudno uznać ją za zgodną z modelowymi rozwiązaniami demokratycznego państwa prawa. W istocie, może ona być postrzegana jako jej przeciwieństwo, zwłaszcza w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego, gdzie dominacja węgla ma kluczowe znaczenie. Zjawisko to obejmuje cały łańcuch wartości, od wydobycia surowca, przez wytwarzanie energii, aż po jej dystrybucję⁵⁴¹. Negatywną rolę w tym procesie odgrywają spółki z udziałem Skarbu Państwa. Ich prawnie usankcjonowana bliskość z aparatem władzy, niezależnie od dominującej partii politycznej, konserwuje istniejący system⁵⁴².

W tej relacji kluczową rolę odgrywa polityka personalna. Obsadzanie kluczowych stanowisk w spółkach energetycznych to utrwalona przez kolejne rządy praktyka wynagradzania politycznych sojuszników, co stanowi sposób rekompensaty za wsparcie w czasie poprzedzającym przejście władzy. Umieszczanie lojalnych zwolenników na strategicznych stanowiskach otwiera szereg możliwości – od udzielania finansowego wsparcia prorządowym inicjatywom, przez współudział w utrzymaniu przychylnych mediów, aż po bezpośrednie oddziaływanie na pracowników tych przedsiębiorstw i ich rodziny. Statystyki potwierdzają wagę tych relacji: spośród pięciu największych polskich firm cztery to spółki z większościowym udziałem Skarbu Państwa działające w sektorze energetycznym. Wśród dwudziestu największych przedsiębiorstw aż pięć związanych jest z elektroenergetyką: PGE SA, Tauron Polska Energia SA, Enea SA, Energa SA, Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA⁵⁴³. Jeśli dodać do tego Jastrzębską Spółkę Węglową, staje się jasne, jak potężny elektorat polityczny reprezentują te podmioty⁵⁴⁴.

Rozwój energetyki prosumenckiej w Polsce staje się istotnym wyzwaniem dla interesów państwowych podmiotów energetycznych, które są

⁵⁴¹ S. Jankiewicz, *Rozwój gospodarczy a problemy branży energetycznej w Polsce*, [w:] *Energetyka w czasach politycznej niestabilności*, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2015, s. 249–257.

⁵⁴² G. Wiśniewski, *Energetyczna rewolucja...*, *op.cit.*, s. 8.

⁵⁴³ XXV Lista 500, <https://rankingi.rp.pl/lista500/2023#four> [dostęp: 28.10.2024].

⁵⁴⁴ P. Kwiatkiewicz, *Proobywatelski wymiar energetyki rozproszonej – casus fotowoltaiki*, „Zeszyty Naukowe. Organizacja i Zarządzanie/Politechnika Śląska” 2017, s. 323.

ściśle kontrolowane przez ugrupowanie rządzące. Każdy kilowat energii wyprodukowany poza strukturami tych podmiotów przyczynia się do zmniejszenia ich przychodów, co ma bezpośredni wpływ na ich stabilność finansową. Spadek zysków ogranicza zdolność tych przedsiębiorstw do tworzenia nowych miejsc pracy, co z kolei utrudnia budowanie kapitału politycznego, a nawet może prowadzić do erozji już zdobytego poparcia. Ponadto, mniejsza liczba tworzonych wakatów przekłada się na ograniczone możliwości wywierania wpływu na społeczeństwo przez podmioty państwowe, co stanowi istotne zagrożenie dla partii rządzącej.

Kontrola nad sektorem elektroenergetycznym daje rządzącym szerokie możliwości wykorzystywania go jako narzędzia politycznego. Poprzez mianowanie swoich przedstawicieli na kluczowe stanowiska zarządcze w spółkach energetycznych, rządzący stają się faktycznymi decydentami, którzy kierują działaniami tych firm. Te, często realizowane pod pozorem aktywności na rzecz interesu publicznego lub lokalnych wspólnot, są w rzeczywistości nakierowane na realizację partykularnych interesów politycznych. W efekcie, spółki Skarbu Państwa stają się instrumentami do realizacji polityki rządu, co obejmuje inwestycje strategiczne, ochronę interesów państwa czy promowanie wybranych sektorów gospodarki. Niestety, taka praktyka nader często prowadzi do nieefektywnego zarządzania i korupcji, co jest szeroko krytykowane.

Przykłady realizacji interesów partyjnych przez spółki energetyczne w Polsce obejmują m.in. zmiany kadrowe, gdzie rządzący mianują swoich ludzi na kluczowe stanowiska w spółkach energetycznych, co pozwala na wpływanie na decyzje i wykorzystanie zasobów tych spółek w celach politycznych. Kolejnym przykładem jest przyznawanie kontraktów na dostawy energii lub usługi związane z energetyką firmom powiązanych z rządzącą partią, co dodatkowo umacnia jej wpływy. Nie brak doniesień o wykorzystywaniu środków finansowych spółek energetycznych na finansowanie kampanii wyborczych i innych działań politycznych.

Kolejnym problemem jest wykorzystywanie spółek energetycznych do utrzymania kontroli nad mediami, co umożliwia rządzącym nadzór nad informacjami docierającymi do społeczeństwa. W skrajnych przypadkach, takich jak Orlen, dochodziło do bezpośredniego nabywania mediów przez państwowe koncerny, co znacząco zwiększało ich wpływ na

kształtowanie opinii publicznej⁵⁴⁵. Dodatkowo, często stosowane są mniej oficjalne formy wsparcia, takie jak zakup reklam przez spółki w określonych mediach, co de facto stanowi formę finansowania wybranych przez rządzącą partię stacji telewizyjnych, radiowych czy gazet. Decyzje o tym, które media otrzymają wsparcie finansowe w postaci kampanii reklamowych, pozostają w gestii zarządów spółek, co pozwala na dyskretne promowanie mediów sprzyjających obecnej władzy. W ten sposób, poprzez odpowiednie alokowanie budżetów reklamowych, spółki energetyczne mogą wpływać na stabilność finansową poszczególnych mediów, wzmacniając te, które są zgodne z polityką rządzących, a osłabiając media krytyczne wobec władzy⁵⁴⁶. Tego rodzaju mechanizmy wzmacniają kontrolę nad przestrzenią informacyjną w Polsce, co może prowadzić do zniekształcenia debaty publicznej i ograniczenia pluralizmu medialnego⁵⁴⁷.

Podsumowując, choć spółki Skarbu Państwa odgrywają istotną rolę w realizacji polityki energetycznej, ich wykorzystywanie do celów politycznych rodzi poważne konsekwencje dla efektywności zarządzania i interesu publicznego. Skoncentrowanie sektora energetycznego w rękach podmiotów kontrolowanych przez państwo prowadziło do ograniczenia rozwoju alternatywnych form wytwarzania energii. Państwo, będąc beneficjentem istniejącego systemu opartego na energetyce scentralizowanej, miało wyraźny interes w jego utrzymaniu, co przekładało się na obawy wobec rozwoju niezależnych mikroinstalacji, małych elektrowni, systemów off-grid oraz szeroko pojętej energetyki rozproszonej⁵⁴⁸. Z perspektywy rządzących, te inicjatywy były niepożądane, mimo że oficjalne stanowisko deklarowało wsparcie dla wzrostu mocy wytwór-

⁵⁴⁵ K. Kowalik, *Kreowanie polityki informacyjnej władz samorządowych na tle zmieniającego się rynku mediów. Studium przypadku polskich miast*, „Studia Medioznawcze” 2024, 25, s. 65–69.

⁵⁴⁶ *Orlen, Lotos i PZU w TVP i Polsce reklamowały się za ponad 100 mln zł, w stacjach TVN za 2 mln zł*, <https://www.wirtualnemedial.pl/arttykul/orlen-lotos-pzu-reklama-tvp-polsat-100-mln-zl-brak-reklam-tvn-2-mln-zl> [dostęp: 30.10.2024].

⁵⁴⁷ *Oko na reklamy państwowych firm. PGE i Orlen będą się tłumaczyć?*, <https://www.rp.pl/media/art39149181-oko-na-reklamy-panstwowych-firm-pge-i-orlen-beda-sie-tlumaczyc> [dostęp: 30.10.2024].

⁵⁴⁸ J. Popczyk, *Ustawa OZE: zwierciadło rynku grup interesów i argument na rzecz potrzeby całkowicie nowego rynku energii elektrycznej w Polsce*, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, s. 3–4, <https://ppte2050.pl/platforma/bzep/sta->

czych z OZE. Propagandowo wzrost liczby instalacji przedstawiano jako sukces działań rządowych, jednak w rzeczywistości był on wynikiem postępu technologicznego i spadku cen, co miało miejsce na całym świecie, niezależnie od subwencji.

Nie można jednak zaprzeczyć istnienia wpływu wsparcia finansowego, poprzez takie programy jak „Mój Prąd”, na rozwój energetyki odnawialnej w Polsce. Niemniej nie trudno dostrzec w nim strategię przerzucenia kosztów inwestycji, wynikających z konieczności nowych źródeł wytwórczych, które miały zastąpić zamykane lub modernizowane elektrownie węglowe. Przyrost mocy zainstalowanych, napędzany m.in. przez program „Mój Prąd”, napotkał jednak opór ze strony spółek energetycznych. Jego utylitarny wymiar był też ograniczony: *Wiele instalacji zlokalizowano w zamożniejszych dzielnicach miast oraz na terenach podmiejskich, gdzie zużycie energii elektrycznej było stosunkowo niskie. W niektórych obszarach prowadziło to do przekroczenia dopuszczalnego napięcia w sieci (253 V), co powodowało automatyczne wyłączanie urządzeń. W efekcie użytkownicy, posiadający nowoczesne instalacje fotowoltaiczne, nie mogli z nich korzystać w najbardziej słoneczne dni, gdy produkcja energii była najwyższa, co wpędzało ich w swoisty „ślepy zaulek” z instalacjami, które nie przynosiły oczekiwanych korzyści*⁵⁴⁹.

Konflikt interesów między spółkami energetycznymi a niezależnymi wytwórcami był wielopłaszczyznowy i takim pozostaje. Kluczowymi problemami są niezmiennie status własnościowy i struktura tych instalacji⁵⁵⁰.

Wzrost popularności niezależnych źródeł energii wymusił reakcję rządu pozwalającą na wyhamowanie tego procesu: w przypadku energetyki wiatrowej ograniczono możliwość budowy nowych elektrowni na lądzie ustawą, natomiast w odniesieniu do fotowoltaiki zmieniono w przypadku

tic/uploads/RAPORT_-_zapowiedz__Popczyk_J._Ustawa_OZE_v3.pdf [dostęp: 30.10.2024].

⁵⁴⁹ P. Kwiatkiewicz, M. Żak, *Polityka energetyczna Polski: casus sektora elektroenergetycznego wyzwania i prognozy*, Poznań 2025 (maszynopis przekazany Wydawcy).

⁵⁵⁰ Przedsiębiorstwa te nie dają możliwości zatrudniania osób powiązanych z rządzącym ugrupowaniem. Ponadto, brak możliwości kreowania inicjatyw korzystnych z punktu widzenia władzy, takich jak wsparcie wybranych projektów, stanowił dodatkowe ograniczenie.

mikroinstalacji prosumenckich zasady rozliczania energii oddawanej do sieci⁵⁵¹. Te zmiany wpłynęły nie tylko na przydomowe instalacje, ale także na samodzielne farmy wiatrowe i fotowoltaiczne, które niemal zawsze postrzegane były jako zagrożenie dla scentralizowanego modelu energetyki. W konsekwencji, jak już wspomniano, w przypadku wystąpienia nadmiaru energii w sieci to właśnie niezależne instalacje są najczęściej odcinane. Redukcja nadwyżek, na co skarżą się niezależni producenci, zwykle omija instalacje OZE tego samego typu, w których udziały ma Skarb Państwa. Co więcej, te ostatnie wyposażone są w szereg prerogatyw administracyjnych wobec podmiotów działających w regionie ich dystrybucji, co utrudnia swobodę operacyjną konkurujących z nimi o klienta wytwórców. Działania te można uznać za naturalną obronę istniejącego systemu przed nowym zagrożeniem.

Potężne koncerny elektroenergetyczne, z uwagi na swój potencjał, mogą i powinny być postrzegane jako element sprzeczny z ideą równości, stanowiącą fundament demokracji. Zwykle jest to jednak traktowane jako pewien stan naturalny. Silna pozycja tych podmiotów wynika oczywiście z wielu czynników, takich jak kapitał ludzki i finansowy, a także zasoby, jakimi dysponują. Nadal jednakże kluczowe znaczenie mają tu ich relacje z polityką. To właśnie te związki są źródłem sprzyjających im regulacji instytucjonalno-prawnych, które stanowią najpotężniejsze narzędzie w ich grze rynkowej i źródło ich dochodu.

Taki obraz sektora elektroenergetycznego budzi zrozumiały sprzeciw. Rozpowszechnienie tanich źródeł OZE oraz coraz większe możliwości magazynowania produkcji z turbin wiatrowych czy instalacji fotowoltaicznych stwarzają okoliczności pozwalające na wyrażenie oporu wobec tego status quo.

Ogromne nadzieje wiązano ze „spółdzielniami energetycznymi”. Powstały one na początku XXI wieku w Niemczech. Kosztochłonne wówczas inwestycje w OZE zwykle przekraczały możliwości finansowe pojedynczych obywateli, co skłaniało lokalne społeczności do podejmowania wspólnych inicjatyw. W ten sposób powołano do życia pierwsze kolektywy energetyczne, funkcjonujące na zasadzie prosumenckiej i na-

⁵⁵¹ P. Nowakowska, M. Malciak, *Zmiany w funkcjonowaniu i zasadach rozliczania fotowoltaiki*, „Nowa Energia” 2021, 5/6, s. 49–51.

stawione na produkcję na potrzeby własne⁵⁵². Początkowo wykorzystywały one małe elektrownie wiatrowe, a stabilność systemów zapewniały biogazownie. Produkowana w ten sposób energia elektryczna zasilala niewielkie grupy mieszkańców, zwykle od kilku do kilkunastu domostw. Chociaż były połączone z krajową siecią elektroenergetyczną, faktycznie pozostawały od niej niezależne. W wielu przypadkach, przejmując istniejące linie lub budując nowe, przejęły także funkcje dystrybucyjne⁵⁵³.

Proponowane w Polsce regulacje prawne w znacznym stopniu utrudniają realizację idei prostoty energetyki rozproszonej⁵⁵⁴. Narzucone limity mocy wytwórczej oraz wymóg zaspokojenia co najmniej 70% potrzeb własnych przez spółdzielnię i jej członków sprawiają, że stworzenie efektywnego systemu hybrydowego, który miałby sens ekonomiczny, staje się ryzykowną inwestycją. Zgodnie z krajowymi przepisami, spółdzielnia nie może liczyć więcej niż 1000 członków, a jej moce wytwórcze nie mogą przekroczyć 10 MW⁵⁵⁵. Oznacza to teoretycznie minimum 10 kW na osobę, a w przypadku mniejszych wspólnot proporcjonalnie więcej. Spółdzielnia nie ma możliwości sprzedaży nadwyżek produkcji, co wymusza projektowanie instalacji idealnie dopasowanej do potrzeb, co jest trudne do osiągnięcia, zwłaszcza przy użyciu odnawialnych źródeł energii zależnych od warunków pogodowych, jak fotowoltaika czy turbiny wiatrowe. W związku z tym konieczne staje się uzupełnienie instalacji o stabilne źródło odnawialne, takie jak biogazownia lub hydroelektrownia, co znacznie podnosi koszty inwestycji⁵⁵⁶.

Posługując się przytoczonymi wcześniej danymi, instalacja hybrydowa zdominowana przez najtańszą fotowoltaikę (70%), biogazownię (15%)

⁵⁵² E.M. Thierjung, *(Obywatelskie) spółdzielnie energetyczne w Niemczech*, internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny (iKAR) 2021, 10/2, s. 45–47.

⁵⁵³ M. Błażejowska, M. Gostomczyk, W. Gostomczyk, *Warunki tworzenia i stan rozwoju spółdzielni i klastrów energetycznych w Polsce na tle doświadczeń niemieckich*, „Problems of World Agriculture/Problemy Rolnictwa Światowego” 2018, 18/2, s. 20–32.

⁵⁵⁴ Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw art. 1 pkt 3–13.

⁵⁵⁵ Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2019 poz. 1524), art. 38e ust. 1.

⁵⁵⁶ Spółdzielnia energetyczna, <https://www.gov.pl/attachment/237ea874-3c26-4cf1-8736-b1656c546dc5> [dostęp: 29.10.2024].

i turbinę wiatrową (15%) będzie wymagała inwestycji rzędu 60 mln złotych według cen z 2024 roku:

- 7 MW – farma(y) fotowoltaiczna(e) – koszt \approx 30 mln zł
- 1,5 biogazownia(e) – koszt \approx 20 mln zł
- 1,5 turbina(y) wiatrowe \approx 10 mln zł

Koszt ten przekłada się na wydatek co najmniej 60 000 zł na członka spółdzielni, co stanowi znaczną kwotę, której indywidualny odbiorca energii elektrycznej prawdopodobnie nie wydałby na nią przez kilkanaście lat.

Nie wydaje się, aby koncept spółdzielni energetycznych w Polsce był dostosowany do szerszego zastosowania wśród zwykłych konsumentów. Znajdują one swoją ekonomiczną rację bytu głównie w kontekście działalności energochłonnej lub w przypadku konieczności zasilania instytucji publicznych finansowanych przez samorząd, takich jak urzędy, szkoły, przedszkola czy domy kultury. Biorąc pod uwagę wymóg lokowania spółdzielni w gminach wiejskich lub miejsko-wiejskich, ich atrakcyjność gospodarcza ogranicza się głównie do obszarów związanych z działalnością rolniczą, co dodatkowo zawęża potencjalne zastosowanie tego rozwiązania⁵⁵⁷.

Ingerencja państwa poprzez stanowione przepisy prawne nosi wszelkie atrybuty obrony interesów podległych mu podmiotów i niwelację zagrożeń dla nich związanych z możliwością przeniesienia trudnej do określenia ilości produkcji poza istniejące spółki sektorowe⁵⁵⁸.

Nie jest pewne, czy państwu uda się wprowadzić kwestie wspólnot energetycznych na kierunek niekolizyjny z interesami działających spółek sektorowych. Pojawienie się projektów „wirtualnych elektrowni” w środowiskach prosumenckich oraz koncepcji redefinicji zasad współpracy z energetyką zawodową może być postrzegane jako prognostyk

⁵⁵⁷ M. Czopek, M. Ślebioda, *Energooszczędność i odnawialne źródła energii w zadaniach realizowanych przez wybrane jednostki samorządu terytorialnego*. [w:] *Współczesne wyzwania zarządzania samorządem lokalnym*, Poznań 2024, s. 454–471.

⁵⁵⁸ D. Kostecka-Jurczyk, K. Marak, *Spółdzielnie energetyczne i klastry energii jako formy energetyki obywatelskiej w Polsce*, „*Studia Prawnoustrojowe*” 2024, 63, s. 163–165.

kierunku rozwoju wszelkich form kolektywów energetycznych. Stawianie dalszych barier „demokracji energetycznej” wynikającej z braku woli politycznej ma prawo być odbierane jako naruszenie fundamentalnych zasad ustrojowych państwa, związane z brakiem możliwości uczestnictwa w procesie podejmowania decyzji przez obywateli, które są następnie egzekwowane przez rząd.

5.5. Off-grid

Początki off-gridu sięgają przełomu XIX i XX wieku, kiedy to konieczność zapewnienia energii elektrycznej w odległych, trudno dostępnych terenach, takich jak wiejskie obszary, stacje badawcze, farmy czy odizolowane społeczności, stała się jednym z kluczowych wyzwań inżynierii. W początkowym okresie ich rozwoju systemów, stosowano przede wszystkim małe generatory spalinowe, które dostarczały energię na potrzeby lokalne, zapewniając minimalny poziom zasilania dla podstawowych urządzeń elektrycznych. Równolegle rozwijały się inne technologie wykorzystujące dostępne zasoby naturalne, takie jak turbiny wodne oraz wiatrowe, które również odegrały znaczącą rolę w tworzeniu pierwszych niezależnych systemów energetycznych⁵⁵⁹.

Rozwój sieci elektroenergetycznej podważył nadane pierwotnie off-gridowi znaczenie rozwiązania bezalternatywnego. Nadal jednakże ponad miliard osób na świecie żyje bez dostępu do energii elektrycznej⁵⁶⁰. Problem zwykle dotyka obszarów słabiej zaludnionych. Obecny jest on w wielu regionach Afryki czy Ameryki Południowej. Poza siecią pozostają także np. oddalone od siedlisk farmy rolnicze w Australii⁵⁶¹ czy też położone w trudno dostępnych terenach placówki naukowe. Wszędzie

⁵⁵⁹ O. Coutard, B. Bothereau, J. Tarr, *History (and stories) of off-grid technologies: a reappraisal*, „Flux” Janvier – Mars 2023, nr 131, s. 5.

⁵⁶⁰ A. de Almeida, P. Moura, N. Quaresma, *Energy-efficient off-grid systems*, „Energy Efficiency” 2020, 13/2, s. 349.

⁵⁶¹ Off-grid często stanowił jednakże pewien model, styl życia. Popularny był także na terenach zurbanizowanych. R. Goldlust, *Going Off-Grid: A History of Power, Protest and the Environment in Australia 1890–2016*. Diss. La Trobe, 2019, s. 119–120.

tam własny system zasilania stał się jedynym możliwym rozwiązaniem. W państwach wysoko rozwiniętych off-grid nominalnie ograniczył się w dużej mierze do obszaru związanego z wojskiem⁵⁶² i obronnością⁵⁶³. Dotyczy to oczywiście rozwiązań o stałym charakterze, a nie czasowego wykorzystania agregatów podczas prac terenowych⁵⁶⁴.

Praktyczność rozwiązań sieciowych ograniczyła wprawdzie utylitar-ny wymiar społeczny off-gridu, lecz nie położyła kresu jego stosowaniu. W okresie zimnej wojny, szczególnie w latach 50. i 60. XX wieku, zyskał on na znaczeniu jako odpowiedź na narastające obawy związane z możliwością wybuchu trzeciej wojny światowej. W obliczu groźby globalnego konfliktu nuklearnego, wielu ludzi, zwłaszcza w Stanach Zjednoczonych, zaczęło poszukiwać sposobów na zwiększenie swojej samowystarczalności i bezpieczeństwa energetycznego⁵⁶⁵, co skłoniło ich do rozważenia i przyjęcia systemów off-grid⁵⁶⁶.

Gorączka wojny nuklearnej, podsycana przez wyścig zbrojeń między USA a Związkiem Radzieckim, wywołała w społeczeństwie masowy lęk przed atakiem nuklearnym. W obliczu potencjalnej katastrofy, infrastruktura publiczna, w tym sieci energetyczne, była postrzegana jako wysoce podatna na zniszczenia. W odpowiedzi na te obawy, wiele osób zaczęło

⁵⁶² Por. przyp. A. Borodinecs, D. Zajecs, K. Lebedeva, R. Bogdanovics, *Mobile off-grid energy generation unit for temporary energy supply*, "Applied Sciences" 2022, 12/2, s. 673, <https://www.mdpi.com/2076-3417/12/2/673> [dostęp: 30.10.2024].

⁵⁶³ W przypadku Stanów Zjednoczonych model off-gridowy przy położeniu nacisku na kwestie obronne jest z energetyką rozproszoną łączony. T.J. Alford, *Off the grid: Facilitating the acquisition of microgrids for military installations to achieve energy security and sustainability*, "George Washington Journal of Energy & Environmental Law", Vol. 8, No. 2. 2017, s. 97–120.

⁵⁶⁴ Istnieją jednakże tereny, na których ich wykorzystanie w instalacjach off-gridowych nadal pozostaje jedynym skutecznym rozwiązaniem. B.K. Sovacool, M.J. Bambawale, O. Gippner, S. Dhakal, *Electrification in the Mountain Kingdom: The implications of the Nepal power development project (NPDP)*, "Energy for Sustainable Development" 2011, nr 15/3, s. 255.

⁵⁶⁵ T. Mirowski, K. Sornek, *Potencjał energetyki prosumenckiej w Polsce na przykładzie mikroinstalacji fotowoltaicznych w budownictwie indywidualnym*, „Polityka Energetyczna” 2015, 18, s.74.

⁵⁶⁶ S. Crockford, *Survivalists and preppers*, "Critical Dictionary of Apocalyptic and Millenarian Movements" 2021, <https://www.cdamm.org/articles/survivalists-and-preppers> [dostęp: 30.10.2024].

budować schrony przeciwoatomowe oraz instalować systemy energetyczne niezależne od państwa i rządu⁵⁶⁷.

W tym kontekście, systemy off-grid, oparte na generatorach spalinowych, turbinach wiatrowych i wodnych, a później także na panelach fotowoltaicznych, stały się atrakcyjną opcją dla tych, którzy chcieli zminimalizować swoją zależność od zewnętrznych źródeł energii⁵⁶⁸. W istocie off-grid w szerokim obszarze związanym z bezpieczeństwem energetycznym stwarza takie warunki⁵⁶⁹. Technologia ta pozwalała na autonomiczne zasilanie domów i schronów w energię elektryczną, co było kluczowe w scenariuszu, gdzie tradycyjne sieci energetyczne mogłyby zostać zniszczone lub odcięte w wyniku ataku⁵⁷⁰.

W okresie zimnej wojny off-grid nie tylko symbolizował technologiczną odpowiedź na obawy związane z wojną nuklearną, ale również stanowił część szerszej strategii przetrwania⁵⁷¹. Zainteresowanie tym rozwiązaniem było szczególnie widoczne wśród osób budujących autonomiczne domy oraz schrony, mające zapewnić bezpieczeństwo i samowystarczalność w obliczu potencjalnych globalnych zagrożeń⁵⁷².

⁵⁶⁷ R.A. Pollock, *DIY The Process of Healing from Trauma through Woodworking, and Living Off Grid*, New York (CUNY) 2023, s. 7.

⁵⁶⁸ E. Ozdemir, *Living Off-Grid. A Study of Sustainable Transformations Across Practical, Political, and Personal Spheres*, Lund University, 2024, s. 10.

⁵⁶⁹ Przykład przedstawiony w tekście dobrze odzwierciedla możliwości off-gridu w stosunkowo ekstremalnych warunkach przyrodniczych i precyzyjnie określonych wymaganiach technicznych. Patrz: N. Ganjei, F. Zishan, R. Alayi, H. Samadi, M. Jahangiri, R. Kumar, A. Mohammadian, *Designing and Sensitivity Analysis of an Off-Grid Hybrid Wind-Solar Power Plant with Diesel Generator and Battery Backup for the Rural Area in Iran*, "Hindawi Journal of Engineering", Vol. 2022, s. 3–7.

⁵⁷⁰ M. Mazur, J. Partyka, T. Marcewicz, *Analiza zastosowania hybrydowego systemu zasilania odnawialnej energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej w budynkach mieszkalnych*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2016, nr 8, s. 113–114.

⁵⁷¹ T.B. Davis, *Surviving Off Grid: The Ultimate Survival Guide to Off-Grid Living: No Grid Survival A Comprehensive Guide to Surviving in the Wilderness*, 2023, ss. 200.

⁵⁷² Przykładem rosnącego zainteresowania systemami off-gridowymi pozostają tysiące tytułów nowych poradników i książek instruktażowych wydawanych drukiem corocznie na świecie. Amazon oferuje aktualnie około 2000 tytułów poświęconych off-gridowym rozwiązaniom w języku angielskim, <https://www.amazon.co.uk/s?k=off+grid+books&crd=1CYU5N6SZWANK&sprefix=off+gri>

Rozpad ZSRR i kres bipolarnego podziału świata przypadł na czas dynamicznego rozwoju technologii informatycznych i automatyzacji, erę interaktywnego przekazu, cyfrowych pieniędzy, elektronicznej kontroli – niezliczonej liczby elementów pozwalających na permanentną inwigilację każdego i wszystkiego. O ile dotychczasowe działania rządów związane ze zbieraniem danych dotyczących życia obywateli, nawet w sferach postrzeganych jako prywatne i bardzo intymne, były tłumaczone koniecznością ochrony interesów państwa w obliczu działań wywiadowczych wroga, o tyle po upadku żelaznej kurtyny straciło to sens. Tymczasem skala gromadzonych w bazach informacji na temat mieszkańców rozwiniętych państw rosła z każdym rokiem. Dysponentami wrażliwych danych stawały się już nie tylko rządy, lecz także korporacje i prywatne podmioty rynkowe. Zakurzone skoroszyty na regałach policyjnych czy państwowych archiwów zastąpiono serwerami, co potęgowało możliwości magazynowania niezliczonej ilości szczegółów przypisanych każdej jednostce osobowej, a zarazem równie dynamicznie usprawniano dostęp do tych informacji⁵⁷³. Zagrożenie aktami terrorystycznymi czy też konieczność ograniczenia procederu tzw. prania brudnych pieniędzy traciły wiarygodność w społeczeństwie. Państwa i ich systemy polityczne budziły coraz większą nieufność⁵⁷⁴. Dla dysponentów zasobów wrażliwych danych był to kapitał, którego wartość pozostawała trudna do przecenienia. Ułatwiało to zarządzanie na każdym poziomie: krajowym, lokalnym, firmowym, m.in. przez kontrolę mas i jednostek. Stąd też coraz powszechniejsze stawały się próby ucieczki, czyli wyjścia z sy-

d+books%2Caps%2C102&ref=nb_sb_noss_1 [dostęp: 31.10.2024]. Wiele z nich zawiera szczegółowe plany i schematy techniczne nadające się do implementacji. Zjawisko to obecne jest także w Polsce. Rozwiązania publikowane są w formie książkowej, w blogach internetowych. Nawet państwowe spółki energetyczne nie stronią od przekazów związanych z wyspowymi sposobami zasilania obiektów, Fotowoltaika off-grid: Czy warto korzystać z instalacji off-grid?, <https://www.energa.pl/zielone-pojecie/technologie/Fotowoltaika-off-grid> 1.11.2024 czy Fotowoltaika off-grid czy on-grid – którą opcję wybrać?, <https://lepiej.tauron.pl/zielona-energia/fotowoltaika-off-grid-czy-on-grid-ktora-opcje-wybrac/> [dostęp: 1.11.2024].

⁵⁷³ P. Wanat, D. Bober, *Witryna uczestnika rynku energii elektrycznej*, „Informatyka, Automatyka, Pomiary w Gospodarce i Ochronie Środowiska” 2015, 4, s. 20–25.

⁵⁷⁴ S. Crockford, *Survivalists...*, *op.cit.*, s. 5.

stemu⁵⁷⁵. Energia elektryczna odgrywała tu kluczową rolę, jako najbardziej uniwersalne źródło wykorzystywane do produkcji ciepła, światła, mobilności – elementów, bez których nie da się funkcjonować. Pozostawanie w sieci elektroenergetycznej było jednak trudne do pogodzenia z pragnieniem zachowania anonimowości i pozostania na uboczu⁵⁷⁶.

Co interesujące i warte podkreślenia, off-grid zyskał na popularności dzięki cechom, które zawsze posiadał, ale które wcześniej nie były postrzegane jako zaleta sprzyjająca jego rozwojowi⁵⁷⁷. Kluczową z nich jest niezależność, która utrudnia dostęp do wrażliwych danych wykorzystywanych do kształtowania profilu konsumenta⁵⁷⁸.

Nawet podstawowe, tzw. inteligentne liczniki, stosowane w większości rozwiniętych państw, w tym także w Polsce, dostarczają ogromnej ilości informacji o obywatelach⁵⁷⁹. Umożliwiają one niemal bieżący wgląd w czasie rzeczywistym 15-minutowego profilu obciążenia⁵⁸⁰. Niegdyś wielkość konsumpcji pozwalała w pewnym uproszczeniu oszacować głównie zdolności finansowe użytkowników. Obecnie umożliwia już określenie rodzaju i mocy używanych urządzeń elektrycznych na podstawie typu i poziomu stosowanych zabezpieczeń przedlicznikowych, a także analizę wzorców zużycia w różnych porach dnia i nocy, co może ujawniać nawyki oraz stan zdrowia użytkowników. Na przykład, krótkie włączenie niewielkiego odbiornika, takiego jak żarówka, o 2 i 5 nad ranem, może sugerować problemy zdrowotne wymagające częstego korzystania z WC. Z kolei długotrwałe użytkowanie urządzeń takich jak komputery może wskazywać na tryb pracy, a regularne włączanie telewi-

⁵⁷⁵ Można to określić mianem stylu życia, por. P. Vannini, J. Taggart, *Off the grid: re-assembling domestic life*, Routledge, 2014, s. 4.

⁵⁷⁶ T. Urmee, A. Md, *Social, cultural and political dimensions of off-grid renewable energy programs in developing countries*, "Renewable Energy" 2016, 93, s. 161.

⁵⁷⁷ E. Ozdemir, *Living Off-Grid...*, *op.cit.*, s. 11.

⁵⁷⁸ H. Lovell, P. Watson, *Scarce data: off-grid households in Australia*, "Energy Policy" 2019, 129, s. 502–503.

⁵⁷⁹ J. Wieczorkowski, *Big data a prywatność. Naruszenie prywatności w świecie wirtualnym – wyniki badań*, „Roczniki Kolegium Analiz Ekonomicznych/Szkoła Główna Handlowa Narzędzia Gospodarki Cyfrowej” 2017, nr 45, s. 35.

⁵⁸⁰ K. Bartczak, *Analiza korzyści i zagrożeń związanych ze stosowaniem w Polsce inteligentnych liczników energii elektrycznej*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2016, nr 1, s. 171–172.

zora o określonej porze może pozwalać określić preferencje telewizyjne, np. skłonność do oglądania programów politycznych.

Ewolucja technologii liczników zużycia i urządzeń pomiarowych zmierza w kierunku zwiększenia ich precyzji, co umożliwi jeszcze dokładniejsze rozróżnianie źródeł zużycia energii przez odbiorców. Już dziś zaawansowane analizy danych pozwalają na wykrywanie nietypowych wzorców, takich jak użycie oświetlenia w celu uprawy zakazanych roślin, np. konopi indyjskich, czy też działanie koparek kryptowalut⁵⁸¹.

Off-grid coraz częściej i przez większą grupę społeczną postrzegany jest jako ochrona przed inwigilacją⁵⁸². W kategoriach fenomenu rozpatrywać należy inicjowanie jego popularyzacji w Stanach Zjednoczonych przez prawicowe środowiska określające się jako patriotyczne. Formalne i nieformalne grupy, które w latach rywalizacji amerykańsko-radzieckiej uznawane były za skuteczną zaporę przed rozwojem obcych agentur i ostoję narodowych tradycji, rozumiane są tu jako prawo do wolności i samostanowienia jednostki.

Jego współczesne oblicze pozornie się nie zmieniło. Kluczową cechą pozostaje autonomiczność obiektu – zdolność do produkcji energii elektrycznej dla własnych potrzeb, funkcjonowanie bez podłączenia do krajowego systemu przesyłowego. Odnosi się to tak jak niegdyś do pojedynczych siedzib, a niekiedy skupiska nieruchomości. Kluczową różnicą pozostaje przyczyna sięgania po off-grid oraz stosowane coraz nowocześniejsze rozwiązania techniczne⁵⁸³.

Tak jak wspomniano, lęk przed zagładą nuklearną przestał być istotnym motywem decyzji o obecności poza zewnętrznymi źródłami zasilania. O ile brak dostępu do niego, nadal uzasadniać może taki stan, o tyle wraz z rozwojem sieci elektroenergetycznych okoliczność ta częściowo uległa ograniczeniu⁵⁸⁴.

⁵⁸¹ B. Krupanek, R. Bogacz, *Węzły końcowe systemów internetu rzeczy*, „Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej” 2018, nr 59, s. 114–115.

⁵⁸² K. Bartczak, *Analiza...*, *op.cit.*, s. 176.

⁵⁸³ K. Górski, M. Łukomski, *Odnawialne źródła energii w zasilaniu wojskowych urządzeń elektronicznych małej mocy*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2022, 98/9, s. 107–110.

⁵⁸⁴ E. Ozdemir, *Living Off-Grid...*, *op.cit.*, s. 11–13.

W wymiarze socjologicznym wybór off-gridu stał się zjawiskiem subkulturowym, stanowiąc formę negacji współczesnej rzeczywistości politycznej⁵⁸⁵. Jest to wyraz sprzeciwu wobec inwigilacji obywateli przez rząd, fiskalizacji wszelkich form aktywności gospodarczej oraz biurokratyzacji życia codziennego⁵⁸⁶. Na płaszczyźnie politycznej, jak wspomniano, taka motywacja jest zazwyczaj kojarzona z sympatykami prawicy, którzy postrzegają siebie jako obrońców wolności i tradycji.

Off-grid znalazł również podatny grunt na tle religijnym, szczególnie w protestantyzmie drugiej i trzeciej fali reformacyjnej, który jest popularny w Stanach Zjednoczonych, zwłaszcza w tzw. pasie biblijnym obejmującym środkowo-wschodnie i południowo-wschodnie obszary tego kraju. Wspomniane podejście jest zdominowane przez pogląd o życiu w czasach ostatecznych, co, obok obaw charakterystycznych dla okresu zimnej wojny przed zagładą nuklearną, prowadzi do skrajnej nieufności wobec rządów, korporacji i wszelkich form centralnego zarządzania, w tym systemów przesyłowych⁵⁸⁷.

Bycie poza siecią przyciągnęło również entuzjastów lewicowej perspektywy świata, motywowanych rosnącą świadomością ekologiczną i chęcią minimalizacji wpływu na środowisko naturalne. Systemy off-grid, które początkowo opierały się na prostych generatorach, ewoluowały, integrując nowoczesne technologie odnawialne⁵⁸⁸.

Odrębną grupę stanowią ludzie związani ze służbami specjalnymi i menadżerowie najwyższych szczebli, którzy nie chcą, by czerpano wiedzę na ich temat z innych źródeł niż ich CV.

Popularyzacji off-gridu sprzyjał też postęp techniczny. Dzięki niemu wytwarzanie energii elektrycznej stało się prostsze i bardziej dostępne niż kiedykolwiek wcześniej. Obsługa tych systemów, która niegdyś wymagała podstawowej wiedzy inżynierskiej i umiejętności serwisowych, została uproszczona przez automatyzację i cyfryzację, co pozwoliło na

⁵⁸⁵ T. Urnee, A. Md, *Social, cultural and political...*, *op.cit.*, s. 161–163.

⁵⁸⁶ Dlaczego żyjemy off grid? 9 powodów naszego pójścia w las, <https://poszliwlas.pl/off-grid/dlaczego-zyjemy-off-grid-nasze-9-powodow-pojscia-w-las/> [dostęp: 28.10.2024].

⁵⁸⁷ S. Crockford, *Survivalists...*, *op.cit.*

⁵⁸⁸ E. Ozdemir, *Living Off-Grid...*, *op.cit.*, s. 12.

stworzenie systemów bezobsługowych, niewymagających żadnych specjalistycznych kwalifikacji⁵⁸⁹.

Wraz z nowymi coraz częściej kompaktowymi instalacjami off-gridowymi pozostawanie poza siecią, będące dotąd rozwiązaniem kosztownym i często ekskluzywnym, zaczęło stawać się coraz bardziej konkurencyjnym rozwiązaniem w stosunku do tradycyjnego czerpania energii elektrycznej z sieci przesyłowej.

Posłużmy się przykładem: standardowa instalacja fotowoltaiczna o mocy 10 kW, której koszt latem 2024 roku wynosi około 10 000 euro, odpowiada kosztowi dwóch niewielkich turbin wiatrowych o mocy 2,5 kW każda. W Polsce, w zależności od regionu, takie turbiny mogą generować produkcję na poziomie 16–18 MWh rocznie. Jeśli system ten uzupełnimy o magazyn energii wyposażony w wymienne moduły o pojemności 15 kWh, należy doliczyć dodatkowe 8 000 euro⁵⁹⁰. Łączny wydatek poniesiony na instalację to zatem nie więcej niż 28 000 euro (120 000 zł⁵⁹¹).

W Enea SA dla najpopularniejszej taryfy G11 (całodobowej) dla odbiorców indywidualnych, cena kWh oscyluje wokół 0,9 zł, na co składa się 0,41 zł/kWh za samą energię elektryczną, 0,32 zł/kWh za dystrybucję i 0,17 zł/kWh podatku VAT⁵⁹². W innych spółkach dopuszczonych do obrotu wielkości te są zbliżone. Przyjęcie propozycji wydatków na poziomie 0,9 zł/kWh wydaje się zasadne.

Mając zatem zużycie na poziomie 16 MWh, roczny koszt zakupu to 14 400 zł. Ponieważ inwestycja jest opłacona z góry, nie wymaga dyskontowania. Czas zwrotu w przypadku braku inflacji będzie oscylował wokół 8 lat i 4 miesięcy. Jest to okres, w którym sprzęt będzie na gwarancji i poza opłatami serwisowymi oraz ubezpieczeniem jego właściciel nie będzie narażony na dodatkowe opłaty z tytułu napraw etc.

⁵⁸⁹ *Ibidem*, s. 12-13.

⁵⁹⁰ Magazyn energii 15 kWh – cena w 2024 roku, <https://fotowoltaikaonline.pl/magazyn-energii-15kw-cena> [dostęp: 01.11.2024].

⁵⁹¹ Przy przeliczniku 4,28 z dnia 14.08.2024 roku.

⁵⁹² Zmiana taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G, https://www.enea.pl/dladomu/obsługa_klienta_i_kontakt/2024/zmiana-taryfy-g-2024_2025_01072024.doc.pdf [dostęp: 01.11.2024].

Potencjalnym problemem będą dni pochmurne i bezwietrzne. Formą ochrony będzie agregat prądowórczy o mocy 5 kWh zasilany na ciekłe paliwa węglowodorowe lub alkohol. Jest to wydatek na poziomie 2 500 euro, co odpowiada 10 700 zł przy zastosowanym już kursie walut.

Pewne pole manewru daje również elektromobilność. Nie brak marek i modeli aut elektrycznych, których baterie mogą być wykorzystywane jako domowy magazyn energii. Posiadanie ich pozwala zredukować zakup odrębnego urządzenia, a w przypadku przedłużających się bardzo niekorzystnych uwarunkowań pogodowych dostarczać do obiektu/domostwa energię, czerpiąc ją z publicznych ładowarek. Kluczowym kryterium, jakie musi spełniać pojazd, aby mógł pełnić tę funkcję, jest posiadanie technologii dwukierunkowego ładowania, znanej jako V2L (ang. Vehicle-to-Load), lub przynajmniej wbudowanego gniazda 230V⁵⁹³.

Potencjalny zwrot z inwestycji w okresie krótszym niż dekada może być uznany za akceptowalny z ekonomicznego punktu widzenia, szczególnie w kontekście dynamicznych zmian na globalnych rynkach energetycznych⁵⁹⁴. Tego rodzaju inwestycje nie wymagają również od inwestorów znaczącego apetytu na ryzyko⁵⁹⁵. Ilość możliwych zagrożeń związanych

⁵⁹³ Konwersja, czyli V2L.

M. Berger, *Oszczędność, bezpieczeństwo, wygoda. Samochód elektryczny jako magazyn energii*, <https://elektromobilni.pl/oszczednosc-bezpieczenstwo-wygoda-samochod-elektryczny-jako-magazyn-energii/>, Technologia V2L pozwala na konwersję energii zgromadzonej w baterii pojazdu na energię, którą można wykorzystać do zasilania zewnętrznych urządzeń. Proces ten realizowany jest za pomocą przetwornic prądu stałego na prąd zmienny (DC-AC) wbudowanych w samochód. Przetwornice te przekształcają wysokie napięcie przechowywane w baterii na prąd zmienny o parametrach odpowiednich do zasilania urządzeń domowych. Dzięki temu samochód elektryczny staje się wszechstronnym źródłem energii, co nie tylko zwiększa jego funkcjonalność, ale także może stanowić ważny element strategii zarządzania energią w gospodarstwie domowym. <https://elektromobilni.pl/oszczednosc-bezpieczenstwo-wygoda-samochod-elektryczny-jako-magazyn-energii/>

⁵⁹⁴ P. Janczak, G. Trzmiel, *Charakterystyka instalacji fotowoltaicznych małej mocy w aspekcie ekonomicznym*, „Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering” 2015, nr 81, s. 166.

⁵⁹⁵ I.E. Kosmadakis, C. Elmasides, *A sizing method for PV–battery–generator systems for off-grid applications based on the LCOE*, „Energies” 2021: 1988, 14/7, s. 1–2.

z awariami lub dysfunkcjami systemu spowodowanymi warunkami pogodowymi jest minimalna, a ich rozwiązanie zazwyczaj nieskomplikowane. Współczesne instalacje zapewniające off-grid są projektowane w taki sposób, aby ich użytkowanie było intuicyjne, a ewentualne problemy łatwe do zdiagnozowania i usunięcia, co dodatkowo zwiększa ich atrakcyjność jako niezależnych źródeł energii.

Co więcej, rozwój technologii odnawialnych źródeł energii oraz systemów magazynowania czyni je bardziej niezawodnymi i efektywnymi. Inteligentne systemy zarządzania pozwalają na optymalne wykorzystanie dostępnych zasobów, minimalizując straty oraz maksymalizując wydajność energetyczną.

W świetle tych okoliczności, prognozy średnio- i długoterminowe dla systemów off-grid można uznać za najbardziej optymistyczne od początku ery elektryczności. Globalne tendencje związane z dekarbonizacją gospodarki oraz rosnąca świadomość ekologiczna społeczeństw sprzyjają dalszemu rozwojowi tego sektora. Dotyczy to nie tylko Polski, ale praktycznie każdego regionu na świecie. Off-grid staje się atrakcyjną alternatywą zarówno dla indywidualnych gospodarstw domowych, jak i dla całych społeczności, szczególnie w miejscach oddalonych od tradycyjnej infrastruktury energetycznej lub tam, gdzie dostęp do niej jest ograniczony.

5.6. Konsumpcja energii a jakość życia

Współczesne społeczeństwa stoją w obliczu wyzwań związanych z zaspokajaniem rosnących potrzeb energetycznych. Jak wspomniano już wielokrotnie na kartach niniejszej książki, dynamika tych zmian jest konsekwencją zachodzących procesów automatyzacji i robotyzacji. Energia elektryczna, jako fundamentalny element funkcjonowania gospodarki, odgrywa obecnie kluczową rolę w kształtowaniu warunków bytowych, dostępności usług oraz możliwości rozwoju zarówno na poziomie indywidualnym, jak i zbiorowym. Nie wydaje się prawdopodobne, aby w przyszłości ten kierunek mógł ulec odwróceniu. Postęp techniczny, technologie informatyczne prowadzą do dalszego progresu w obszarze takich właśnie zmian.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną jest ściśle powiązane z poziomem życia⁵⁹⁶. Może uchodzić za jeden z jego wyznaczników⁵⁹⁷. Szczególnie przydatnym miernikiem analitycznym jest struktura jego zużycia⁵⁹⁸. W regionach wysoko rozwiniętych znaczna część energii elektrycznej jest wykorzystywana do zaspokajania potrzeb związanych z komfortem życia, takich jak oświetlenie, ogrzewanie, klimatyzacja, czy korzystanie z zaawansowanych technologii informacyjno-komunikacyjnych⁵⁹⁹. Stąd też dynamika wzrostu jest sygnałem podniesionej konsumpcji dóbr niebędących się określić mianem pierwszej potrzeby⁶⁰⁰. Kwestia ta nie jest jednakże tak jednoznaczna. Wprowadzenie energooszczędnych urządzeń, inteligentnych systemów zarządzania energią oraz zwiększenie świadomości ekologicznej wśród odbiorców przyczynia się do racjonalizacji zużycia energii, co obniża koszty przeznaczanych na jej zakup. Niemniej rzadko jest w stanie skompensować rosnącą liczbę nowych odbiorników⁶⁰¹.

Równocześnie, w sektorze przemysłowym, struktura zużycia energii elektrycznej odzwierciedla poziom zaawansowania technologicznego oraz zdolność do wytwarzania wartości dodanej. Wysoki udział energochłonnych procesów produkcyjnych może być wskaźnikiem rozwi-

⁵⁹⁶ P. Trębska, *Wykorzystanie energii przez gospodarstwa domowe w Polsce*, „Roczniki (Annals)” 2018, s. 159–160.

⁵⁹⁷ E. Roszkowska, R. Karwowska, *Wielowymiarowa analiza poziomu zrównoważonego rozwoju województw Polski w 2010 roku*, „Ekonomia i Zarządzanie” 2014, nr 6, s. 239–241.

⁵⁹⁸ Szerzej A. Górka, *Unia Europejska wobec problemu ubóstwa energetycznego w wybranych państwach członkowskich*, Poznań 2019, ss. 292.

⁵⁹⁹ M Kott, *Zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych dla wybranych krajów UE*, „Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej” 2015, 42, s. 164.

⁶⁰⁰ R. Boguszewski, T. Herudziński, *Ubóstwo energetyczne w Polsce*, Pracownia Badań Społecznych SGGW Warszawa 2018, s. 10–11.

⁶⁰¹ S. Pasierb, S. Liszka, J. Wojtuelwicz, A. Osicki, M. Bogacki, P. Kukla, T. Zieliński, *Energooszczędny sprzęt i urządzenia w domu, w biurze, w firmie. Jak wybrać, kupić i eksploatować. Poradnik*, s. 4, https://www.researchgate.net/profile/Szymon-Liszka-2/publication/237300461_Energooszczedny_sprzet_i_urzadzenia_w_domu_w_biurze_w_firmie_Jak_wybrac_kupic_i_eksploatowac_Poradnik/links/560e36c108ae6cf681543eea/Energooszczedny-sprzet-i-urzadzenia-w-domu-w-biurze-w-firmie-Jak-wybrac-kupic-i-eksploatowac-Poradnik.pdf [dostęp: 29.10.2024].

niętej gospodarki, ale także wyzwaniem dla efektywności energetycznej i zrównoważonego rozwoju⁶⁰².

Kolejnym aspektem struktury zużycia energii elektrycznej, który nie może być pomijany w analizach związanych z implikacjami z jakością życia, jest zróżnicowanie regionalne⁶⁰³. W państwach rozwiniętych obserwuje się wyraźne różnice w zużyciu energii elektrycznej między obszarami miejskimi a wiejskimi. Pierwsze, jako centra gospodarcze i technologiczne, zużywają znacznie więcej energii elektrycznej niż obszary położone prowincjonalnie, gdzie dostęp do nowoczesnych technologii może być ograniczony. Ta dysproporcja wpływa na jakość życia mieszkańców tych terenów, gdzie niższa konsumpcja często idzie w parze z obniżonym poziomem usług publicznych i mniejszym dostępem do nowoczesnych udogodnień⁶⁰⁴.

Niewątpliwie, struktura zużycia energii elektrycznej jest silnie powiązana z polityką energetyczną państwa⁶⁰⁵. W mniejszym lub większym stopniu stanowi wypadkową promowania przezeń określonych form konsumpcji poprzez systemy subsydiów czy ponoszone opłaty. Przykładem może być tu cena za MWh, w Gruzji dla odbiorców indywidualnych zależna jest ona od poboru i rośnie wraz z nim. W sąsiednich Armenii i Azerbejdżanie jest sytuacja odwrotna - poziom opłat za jednostkę pracy spada wraz ze wzrostem wielkości zakupu⁶⁰⁶. W Polsce i większości pozostałych państw UE narzędziem polityki energetycznej w zakresie struktury zużycia energii elektrycznej stały się omawiane już w poprzednich podrozdziałach tzw. taryfy dynamiczne.

⁶⁰² W. Dołęga, *Efektywność energetyczna w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego*, „Rynek Energii” 2014, 2, s. 24–28.

⁶⁰³ A. Surówka, *Prognozowanie zużycia energii elektrycznej w województwach Polski w kontekście zrównoważonego rozwoju*, „Nierówności Społeczne a Wzrost Gospodarczy” 2022, 70, s. 130–131.

⁶⁰⁴ M. Kott, *Zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych dla wybranych krajów UE*, „Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej” 2015, nr 42, s. 164.

⁶⁰⁵ T. Skoczkowski, S. Bielecki, *Efektywność energetyczna – polityczno-formalne uwarunkowania rozwoju w Polsce i Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 2016, 19, s. 11–13.

⁶⁰⁶ P. Kwiatkiewicz, *Energetyka i jej...*, *op.cit.*, s. 194.

Innego typu narzędziem polityki energetycznej państwa rzutującym na strukturę zużycia mieszkańców i podmiotów rynkowych są programy wspierające prosumenckie instalacje OZE⁶⁰⁷. Działania te standardowo skutkują wzrostem zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Ich podstawową zaletą z punktu widzenia państwa jest redukcja zależności od konwencjonalnych źródeł energii, co jest pożądane tak w państwach producenckich, zwiększając eksport, jak i konsumenckich zmuszonych do sprowadzania surowców energetycznych, poprawiając bilans handlowy państwa poprzez redukcję importu⁶⁰⁸.

Istotne miejsce w kształtowaniu nakreślonej podtytułem rozdziału relacji przypada efektywności energetycznej. W wymiarze ekonomicznym, rzutującym na budżet gospodarstw domowych, zajmuje ona kluczowe miejsce. Wynika to z wszechobecnej dyferencji między wielkością poboru energii elektrycznej a rzeczywistym jej zapotrzebowaniem. Przewymiarowana moc przyłączeniowa, urządzenia niedostosowane do potrzeb użytkowników, mało wydajne sprzęty domowe, brak strategii zarządzania to początek długiej listy dających się zredukować kosztów konsumenckich. Optymalizacja zużycia energii elektrycznej tożsama jest z redukcją wydatków na nią. Standardowym postępowaniem jest tu wymiana zasilanego energią elektryczną sprzętu na nowszy, zaawansowany technologicznie i energooszczędny. Taka modernizacja wyposażenia zwykle w stosunku do czasu życia produktu amortyzuje się. Wiąże się jednakże z koniecz-

⁶⁰⁷ W ostatniej dekadzie było ich kilka. Ogromną popularnością cieszył się m.in. program „Czyste Powietrze”. M. Surówka, *Program „Czyste Powietrze” – ocena skutków i propozycje zmian*, „Rynek Instalacyjny” 2019, 3. Najważniejszym i najdalej zakrojonym przedsięwzięciem programu Mój Prąd, <https://mojprad.gov.pl/> [dostęp: 04.11.2024], który dotąd doczekał się już sześciu edycji, <https://mojprad.gov.pl/popzednie-edycje> [dostęp: 04.11.2024]. Pozostałe inicjatywy rządowe sprzyjające rozbudowie potencjału OZE związane z wytwarzaniem energii elektrycznej kierowane były precyzyjniej do określonych grup odbiorców, np. Agroenergia do gospodarstw rolnych etc., <https://www.gov.pl/web/nfosigw/agroenergia> [dostęp: 04.11.2024].

⁶⁰⁸ S. Pangsy-Kania, K. Wierzbicka. *Niezależność od importu surowców energetycznych jako kluczowy element bezpieczeństwa ekonomicznego państwa. Polska na tle krajów UE*, „Optimum. Economic Studies” 2022, nr 3 (109), s. 89–91.

nością inwestycji, nierzadko kosztownej, nader często znajdującej się poza zasięgiem odbiorców⁶⁰⁹.

Po części to właśnie efektywność urządzeń grzewczych, a precyzyjniej jej brak, odpowiedzialna jest za problem ubóstwa energetycznego. Zjawisko definiowane w uproszczeniu jako brak możliwości zaspokojenia przez gospodarstwo domowe niezbędnych potrzeb w zakresie zapewnienia komfortu ciepłego. Powszechnym przykładem jest obraz rodziny przebywającej w jednym pomieszczeniu, ze względu na niemożność zapewnienia odpowiedniej temperatury w pozostałych. Polski Instytut Ekonomiczny wyróżnia cztery jego rodzaje, klasyfikując je według jego przyczyn na⁶¹⁰:

- **wynikające z niskich dochodów**⁶¹¹ – odnosi się do sytuacji, w której duża część budżetu domowego jest przeznaczana na opłaty za energię. W zależności od ustalonego progu, który może wynosić od 10 do 25% budżetu, w Polsce zjawisko to dotyka od 16 do 30% gospodarstw domowych⁶¹²,
- **strukturalne** – obejmuje 8–12% gospodarstw domowych, w których trudności finansowe są pogłębiane przez wysokie koszty energii. Jest to związane zarówno z dużymi wydatkami na energię, jak i relatywnie niskimi dochodami⁶¹³,
- **infrastrukturalne** – dotyka 3–5% gospodarstw domowych, które nie są w stanie zaspokoić swoich potrzeb energetycznych ze względu na brak dostępu do odpowiedniej infrastruktury lub zamieszkiwanie w budynku o niskiej efektywności energetycznej⁶¹⁴,

⁶⁰⁹ R. Szczerbowski, *Bezpieczeństwo energetyczne Polski – mix energetyczny i efektywność energetyczna*, „Polityka Energetyczna” 2013, nr 4, s. 44.

⁶¹⁰ Ubóstwo energetyczne dotyczy od 3 do 30 proc. gospodarstw domowych w Polsce, <https://pie.net.pl/kryzys-spolaryzowal-polskie-ubostwo-energetyczne-to-od-3-do-30-proc-gospodarstw-domowych/> [dostęp: 04.11.2024].

⁶¹¹ K. Lipiński, A. Juszcak, *Cztery oblicza ubóstwa energetycznego. Polskie gospodarstwa domowe w czasie kryzysu 2021–2023*, Warszawa 2023, s. 15.

⁶¹² *Ibidem*, s. 20–27; Cztery oblicza ubóstwa energetycznego. Polskie gospodarstwa domowe w czasie kryzysu 2021–2023, <https://odpowiedzialnybiznes.pl/publikacje/cztery-oblicza-ubostwa-energetycznego-polskie-gospodarstwa-domowe-w-czasie-kryzysu-2021-2023/?cn-reloaded=1> [dostęp: 04.11.2024].

⁶¹³ *Ibidem*.

⁶¹⁴ *Ibidem*.

- **ukryte** – dotyczy 13–16% gospodarstw domowych, gdzie niskie wydatki na energię wynikają z ekstremalnego ograniczania jej zużycia⁶¹⁵.

Wyjąwszy przypadek związany z brakiem odpowiedniej infrastruktury, w żadnym z pozostałych rodzajów ubóstwo nie było jednoznacznie kojarzone z energią elektryczną. Bo też rzadko była ona wykorzystywana do celów grzewczych. W Polsce było najdroższym z dostępnych rozwiązań. Standardem były paliwa stałe, głównie węgiel kamienny i drewno, zamożniejsze gospodarstwa domowe korzystały z gazu ziemnego w miastach, z tzw. Ciepłika, czyli ciepła systemowego. Stopniowa eliminacja pierwszych przy jednoczesnym braku perspektyw na gwarancję zaopatrzenia w tzw. błękitne paliwo odwróci strukturę zaopatrzenia energetycznego. Zmiana ta zachodzi bardzo dynamicznie, co przenosi ciężar wzajemnych oddziaływań między wielkością konsumpcji energii elektrycznej a jakością życia na poziomie dotąd marginalnie ciężącym na tej relacji⁶¹⁶.

W kontekście efektywności energetycznej, analizowany problem można również rozpatrywać przez pryzmat komfortu użytkowników końcowych, który jest zapewniany dzięki stabilnemu dostępowi do energii. Wprowadzenie smart gridów, czyli inteligentnych sieci energetycznych, umożliwia bardziej efektywne zarządzanie przepływem energii w sieci, co z kolei minimalizuje ryzyko przerw w dostawie prądu oraz pozwala na lepsze wykorzystanie np. OZE z instalacji prosumenckich⁶¹⁷. W ten sposób poprawa efektywności energetycznej nie tylko prowadzi do oszczędności finansowych, ale także zwiększa niezawodność dostaw, co jest kluczowe dla utrzymania wysokiej jakości życia⁶¹⁸.

Długoterminowy wpływ polityki energetycznej na omawianą relację między konsumpcją energii elektrycznej a szeroko pojętym dobrostanem mieszkańców jest i w przyszłości będzie zależał od zdolności do harmo-

⁶¹⁵ *Ibidem*.

⁶¹⁶ J. Frankowski, J. Mazurkiewicz, J. Sokołowski, *Efekty dystrybucyjne opodatkowania emisji w Polsce*, Warszawa 2023, s. 10–11.

⁶¹⁷ W. Drożdż, *Operator systemu dystrybucji w dobie wyzwań innowacyjnej energetyki*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi Polskiej Akademii Nauk” 2018, s. 293–299.

⁶¹⁸ W. Dołęga, *Efektywność energetyczna...*, *op.cit.*, s. 25–26.

nizacji potrzeb energetycznych społeczeństwa z wymaganiami ochrony środowiska oraz dynamicznie zmieniającymi się warunkami ekonomicznymi. Kluczowe znaczenie ma tutaj równomierne rozłożenie inwestycji w infrastrukturę energetyczną oraz dostępność wsparcia finansowego, aby uniknąć sytuacji, w której określone grupy społeczne pozostają wykluczone w rezultacie procesu transformacji energetycznej z beneficjów, jakie niesie ona za sobą.

5.7. Gospodarka zrównoważona

Zrównoważona gospodarka to model ekonomiczny, który dąży do utrzymania stabilności i trwałości systemów gospodarczych, społecznych oraz środowiskowych w długoterminowej perspektywie. Kluczowym aspektem tego podejścia jest harmonijne wyważenie celów ekonomicznych, takich jak wzrost gospodarczy i rozwój infrastruktury, z koniecznością ochrony zasobów naturalnych oraz dbałością o sprawiedliwość społeczną⁶¹⁹. Ten model zakłada optymalne wykorzystywanie zasobów, minimalizowanie negatywnego wpływu działalności człowieka na środowisko naturalne oraz promowanie inkluzywności w podziale korzyści wynikających z dokonującego się postępu⁶²⁰.

W praktyce cały koncept opiera się na kilku kluczowych filarach. Pierwszym z nich jest efektywne zarządzanie zasobami, co oznacza nie tylko oszczędne wykorzystanie surowców, ale także poszukiwanie alternatywnych, odnawialnych źródeł energii oraz promowanie gospodarki o obiegu zamkniętym, która minimalizuje ilość odpadów. Kolejnym istotnym elementem jest wdrażanie innowacji technologicznych, które pozwalają na zwiększenie efektywności produkcji oraz ograniczenie

⁶¹⁹ Koncept i idea wyłoniły się z założenia, zgodnie z którym zasoby planety są ograniczone, ludzkie potrzeby nie. Przekaz ten stanowi myśl przewodnią raportu Klubu Rzeczymskiego, pt. Granice wzrostu, oryg. D.H. Meadows, D.L. Meadows, J. Randers, W.W. Behrens III, *The Limits to Growth, A Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind*, New York 1972.

⁶²⁰ A. Skowroński, *Panorama cywilizacji zrównoważonego rozwoju*, „Studia Ecologiae et Bioethicae” 2006, 4, s. 247.

szkodliwego wpływu na środowisko, przy jednoczesnym zapewnieniu wysokiej jakości życia⁶²¹.

Zrównoważona gospodarka nie ogranicza się jednak do aspektów środowiskowych⁶²². Równie istotne są kwestie społeczne, takie jak zapewnienie sprawiedliwego dostępu do zasobów oraz możliwości rozwoju, co wiąże się z koniecznością zmniejszania nierówności społecznych i przeciwdziałania wykluczeniu ekonomicznemu⁶²³. W kontekście polityki gospodarczej, promuje podejmowanie decyzji, które uwzględniają zarówno krótko-, jak i długoterminowe skutki, co pozwala na utrzymanie równowagi między bieżącymi potrzebami a przyszłymi wyzwaniami⁶²⁴.

Ostatecznie, zrównoważona gospodarka wymaga ścisłej współpracy między rządem, sektorem prywatnym oraz społeczeństwem obywatelskim. Współpraca ta powinna być ukierunkowana na tworzenie polityk i strategii, które będą wspierały trwały rozwój gospodarczy, równocześnie dbając o zachowanie równowagi ekologicznej oraz społecznej⁶²⁵. W teorii tylko w ten sposób możliwe jest osiągnięcie kreowanego konceptem modelu gospodarczego, który będzie nie tylko efektywny, ale również odporny na przyszłe wyzwania⁶²⁶.

Zastosowanie modelu zrównoważonej gospodarki w sektorze elektroenergetycznym niesie za sobą szereg istotnych implikacji. Przede wszystkim animuje proces transformacji energetycznej definiowanej jako redukcję zależności od paliw kopalnych i, jak już nadmieniano, finalne oparcie całego systemu o moce wytwórcze wykorzystujące wyłącz-

⁶²¹ R. Rosicki, *Międzynarodowe i europejskie koncepcje zrównoważonego rozwoju*, „Przegląd Naukowo-Metodyczny” 2010, nr 4, s. 47.

⁶²² B. Rakoczy, *Pojęcie gospodarowania zasobami środowiska*, [w:] *Korzystanie z zasobów środowiska*, Toruń 2014, s. 19.

⁶²³ T. Kosiek, *Zrównoważony rozwój – rozwiązanie czy ideologia?*, [w:] *Zrównoważony rozwój – wyzwania globalne*, Kraków 2012, s. 55.

⁶²⁴ W. Kaczocho, J. Sikora, *Aksjologiczne aspekty zrównoważonego rozwoju w ujęciu teoretycznym i empirycznym*, „Journal of Agribusiness and Rural Development” 2011, 1, s. 48–51.

⁶²⁵ W. Sztumski, *Idea zrównoważonego rozwoju a możliwości jej urzeczywistnienia*, „Problemy Ekorozwoju” 2006, t. 1, nr 2, s. 75.

⁶²⁶ L. Gawor, *Wizja nowej wspólnoty ludzkiej w idei zrównoważonego rozwoju*, „Problemy Ekorozwoju” 2006, t. 1, nr 2, s. 60.

nie OZE⁶²⁷. Na etapie pośrednim oznacza to konieczność inwestycji nie tylko w rozwój nowych technologii, ale również w modernizację istniejącej infrastruktury przesyłowej, aby efektywnie integrować tworzony potencjał produkcyjny z krajowym systemem elektroenergetycznym⁶²⁸.

O ile w obszarze generowania energii elektrycznej osiągnięcie standardów gospodarki zamkniętego obiegu wydaje się trudne, ale możliwe, o tyle w pozostałych aspektach działalności sektora elektroenergetycznego jest to zadanie w praktyce niewykonalne⁶²⁹. Dotyczy to infrastruktury przesyłowej, urządzeń wytwórczych oraz magazynowych. Nie sposób wyobrazić sobie, by produkowane były z surowców wtórnych. W wielu aspektach teoria zamkniętego obiegu jest wyzuta z realizmu⁶³⁰.

Idea zbliżenia się do pożądanego stanu gospodarki zamkniętego obiegu jest szczytna, jednak wynika głównie z zapotrzebowania politycznego, a technologicznie stanowi poważne wyzwanie. Dobrym przykładem jest tutaj projekt „Polska Strategia Wodorowa”, który zakłada transformację w kierunku gospodarki wodorowej, ale spotyka się z trudnościami związanymi z brakiem odpowiedniej infrastruktury i wysokimi kosztami produkcji wodoru⁶³¹.

Z perspektywy ekonomicznej, w krótkim i średnim okresie, jest to przedsięwzięcie niezwykle kosztowne, oparte na droższych rozwiązaniach, które obciążają inwestycje ponadstandardowymi wydatkami i ryzykiem związanym z wdrażaniem nowych technologii. W dłuższej perspektywie głównym beneficjentem ma być postęp, jednak kwestia, czy koncepcja przyspiesza go, czy opóźnia, pozostaje przedmiotem sporów. Na przykładzie polskiego rynku energetycznego można dostrzec debaty na temat opłacalności i skuteczności takich inwestycji, jak elektrownie

⁶²⁷ B. Zaporowski, *Zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych energii elektrycznej*, „Polityka Energetyczna” 2016, 19, s. 42.

⁶²⁸ W. Skomudek, M. Swora, *Wpływ inteligentnych sieci na system regulacji podsektora elektroenergetycznego*, „Pomiary – Automatyka – Robotyka” 2012, 16, s. 61–62.

⁶²⁹ T. Kosiek, *Zrównoważony rozwój – rozwiązanie czy ideologia?*, „Zeszyty Naukowe. Organizacja i Zarządzanie/Politechnika Śląska” 2015, nr 85, s. 238.

⁶³⁰ Na przykładzie Polski: G. Wielgosiński, J. Czerwińska, *W pułapce GOZ-u*, „Nowa Energia” 2020, nr 4, s. 12.

⁶³¹ M. Andruszkiewicz, *Wodór jako element dekarbonizacji gospodarki w świetle strategii wodorowej Unii Europejskiej i Polski*, „Nowa Energia” 2021, nr 3, s. 57–58.

jądrowe, które wciąż trwają, a ich wpływ na rzeczywisty postęp technologiczny i ekologiczny w kraju jest kwestią sporną⁶³².

Ukierunkowanie transformacji w sektorze elektroenergetycznym na zrównoważony rozwój, zdaniem sceptyków, jest postrzegane jako zabieg marketingowy typowy dla tradycyjnej ekonomii liberalnej⁶³³. Wymaga zastąpienia istniejącego potencjału nowymi rozwiązaniami, a w przyszłości jeszcze bardziej nowoczesnymi i wydajnymi. Zamiast deklarowanego zmniejszenia konsumpcji prowadzi to w rzeczywistości do jej zwiększenia. Brak możliwości ponownego wykorzystania raz zastosowanych materiałów w większości przypadków dodatkowo wzmacnia tę argumentację.

Stymulowanie rynku inwestycyjnego nie ogranicza się tu jedynie do budowy systemu na nowych podstawach, lecz także do wzmożonej eksploatacji istniejących zasobów naturalnych. Zastąpienie elektrowni gazowych nowoczesnymi instalacjami OZE, które choć zmniejszają emisję dwutlenku węgla, wiąże się z koniecznością wytworzenia i wdrożenia nowych technologii. Proces ten generuje dodatkowe zużycie surowców oraz energii, co w efekcie prowadzi do zwiększenia ogólnej konsumpcji kopalin. Na przykład produkcja paneli fotowoltaicznych czy turbin wiatrowych wymaga znacznych nakładów surowcowych, w tym rzadkich metali, takich jak neodym czy tellur. Po zakończeniu cyklu życia tych urządzeń, możliwości ich recyklingu są ograniczone⁶³⁴.

Interesującym przypadkiem w kontekście działań na rzecz zrównoważonego rozwoju w elektroenergetyce jest podejście do efektywności energetycznej. Jego istota tkwi w konieczności zastąpienia bardzo wydajnych i niezawodnych mocy wytwórczych, zasilanych paliwami kopalnymi, nowymi, niestabilnymi źródłami, w których straty energii są znacznie wyższe⁶³⁵. Z perspektywy samej koncepcji transformacji nie mają one większego znaczenia, gdyż energia jest wytwarzana bez jakichkolwiek

⁶³² H. Trojanowska, *Bezpieczeństwo energetyczne, znaczenie energetyki jądrowej*, [w:] *W kierunku nowoczesnej polityki energetycznej. Energia elektryczna*, Warszawa 2014, s. 40–47.

⁶³³ W. Sztumski, *Idea...*, *op.cit.*, s. 75.

⁶³⁴ K. Górka, *Zasoby naturalne*, [w:] *Zrównoważony rozwój – wyzwania globalne*, P. Trzepacz (red.), Kraków 2012, s. 61.

⁶³⁵ B. Zaporowski, *Zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych energii elektrycznej*, „Polityka Energetyczna” 2016, t. 19, z. 3, s. 40–43.

nakładów na zakup nośnika. Stąd też sprawność energetyczna urządzeń, która przez dekady stanowiła o ich przydatności w zestawieniach porównawczych dotyczących produkcji energii elektrycznej z tradycyjnymi źródłami zasilanymi paliwami kopalnymi, przestała być kryterium oceny kosztowej. Zachowała jednak swoje pierwotne znaczenie w ocenie instalacji wykorzystujących ten sam rodzaj zasilania. Na przykład, w przypadku produkcji wodoru możliwość odzyskania energii elektrycznej zużytej do jego wytworzenia w najlepszych instalacjach ledwie przekracza 50%⁶³⁶. W literaturze mamy wyższe wielkości, sięgające 75%, co prawdopodobnie wynika z odmiennego podejścia metodologicznego⁶³⁷. Niemniej koszt zużytej energii jest zawsze znacząco wyższy niż mogącej powstać z wytworzonego wodoru⁶³⁸. Jeśli jednak wódór został wyprodukowany z energii fotowoltaicznej, i to w godzinach szczytowej produkcji, kiedy nie było innych możliwości jej wykorzystania, każda kWh, którą udało się zagospodarować, staje się wartością dodaną⁶³⁹. W odniesieniu do dwóch lub więcej urządzeń tego samego typu, ich komparatystyka dotycząca efektywności jest wskazana. Dotyczy to paneli fotowoltaicznych i turbin wiatrowych. Pewnym wyjątkiem są tu hydroenergetyka i biogazownie, czyli OZE znacznie bardziej niezależne od warunków pogodowych. W tych przypadkach sprawność urządzeń była traktowana podobnie jak w energetyce konwencjonalnej, a problem planowanego przewymiarowania mocy wytwórczych nie istniał.

⁶³⁶ B. Ceran, *Analiza energetyczna pracy układu instalacja fotowoltaiczna–elektrolizer przeznaczony do produkcji wodoru*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN” 2022, z. 110, s. 124.

⁶³⁷ B. Filar, M. Miziołek, T. Kwilosz, *Ocena kosztów produkcji wodoru z wykorzystaniem energii pochodzącej z instalacji fotowoltaicznej wybudowanej w Polsce*, „Nafta-Gaz” 2022, s. 458.

⁶³⁸ Precyzyjnie K. Pawłowski, *Analiza porównawcza technologii wytwarzania wodoru*, „Gaz, Woda i Technika Sanitarna” 2023, s.7. Ogólne omówienie kwestii Z. Papierowska, Y. Mykhno, *Bariery wprowadzenia paliwa wodorowego do powszechnego użycia ze szczególnym uwzględnieniem perspektywy Polski*, „Nasze Studia” 2023, 13, s. 51.

⁶³⁹ B. Filar, M. Miziołek, T. Kwilosz, *Ocena...*, *op.cit.*, s. 458.

5.8. Ochrona środowiska

Deklarowanym kluczowym i jedynym celem transformacji energetycznej pozostaje ochrona środowiska naturalnego⁶⁴⁰. Przyjmując tę intencję jako prawdziwą lub pragnąc jej realizacji, zasadniczym zagadnieniem pozostaje identyfikacja źródeł wpływu procesu wytwarzania, przesyłu i konsumpcji energii elektrycznej na otoczenie przyrodnicze⁶⁴¹. W kontekście produkcji na pierwszy plan wysuwają się emisje związane z tym procesem, które obejmują m.in.⁶⁴²:

- Emisje ditlenku węgla (CO_2), których źródłem jest spalanie surowców energetycznych, takich jak skała zawierająca węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny, w elektrowniach.
- Emisje tlenków siarki (SOx), które powstają podczas spalania paliw kopalnych zawierających siarkę, szczególnie skały węglowej i oleju opałowego.
- Emisje tlenków azotu (NOx) – takich jak NO i NO_2 , pojawiających się w wysokotemperaturowych procesach spalania, typowych dla elektrowni opalanych skałą węglową, gazem ziemnym czy ropą naftową.
- Emisje pyłów zawieszonych (PM) – PM_{10} , $\text{PM}_{2.5}$ wydzielane są podczas spalania paliw kopalnych, szczególnie w elektrowniach węglowych, oraz w procesach związanych z produkcją i transportem energii.
- Emisje metali ciężkich – takich jak rtęć, kadm czy ołów, której źródłem jest spalanie zanieczyszczonej nim skały węglowej.
- Emisje metanu (CH_4) – związane są głównie z wydobyciem, transportem i przetwarzaniem gazu ziemnego.

⁶⁴⁰ Doskonale odzwierciedla to przykład ChRL, por. Ł. Gacek, *Cywilizacja ekologiczna i transformacja energetyczna w Chinach*, Poznań 2020, s. 19–96.

⁶⁴¹ T. Młynarski, *Unia Europejska w procesie transformacji energetycznej*, „Krakowskie Studia Międzynarodowe” 2019, 1, s. 34–36.

⁶⁴² Por. R. Szczerbowski, *Wpływ uwarunkowań prawnych dotyczących ochrony środowiska na produkcję energii elektrycznej w Polsce. Energetyka: wyzwania prawnoinstytucjonalne*, Poznań 2016, s. 252–254 oraz *Skrypt z zakresu energetyki, ochrony powietrza i emisji z pojazdów*, J. Zyś, W. Suwała (red.), Kraków 2016, s. 7–35.

- Emisje zanieczyszczeń organicznych – podczas spalania paliw kopalnych mogą powstawać wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (WVA) oraz inne związki organiczne, które są zanieczyszczeniami powietrza.
- Emisje ciepła (ciepłe wody) – w procesie produkcji energii elektrycznej, szczególnie w elektrowniach jądrowych i węglowych, powstają znaczne ilości ciepła, które jest często odprowadzane do pobliskich zbiorników wodnych.
- Emisje pary wodnej – jest ona produktem ubocznym produkcji energii elektrycznej w elektrowniach o obiegu otwartym, uwalniana do atmosfery wpływa na lokalne warunki klimatyczne.

Problem wzrastającej ilości dwutlenku węgla w atmosferze ziemskiej, związanej również z działalnością człowieka⁶⁴³, stał się przysłowiowym kołem zamachowym procesu transformacji energetycznej⁶⁴⁴. Okolicznością determinującą w znacznym stopniu wspomniane zmiany w składzie chemicznym atmosfery jest postępująca w dynamicznym tempie, od co najmniej czasów rewolucji przemysłowej, deforestacja naszej planety⁶⁴⁵. Obecnie trudno jednoznacznie określić, jaki udział w tym procesie ma sektor energetyczny, a jeszcze trudniej byłoby oszacować rolę elektroenergetyki, gdyż drewno nigdy nie stanowiło dla niej podstawowego paliwa. Jego użycie powróciło do łask dopiero w ostatnich latach, i co warto podkreślić, w takich państwach jak Polska traktowane jest jako OZE, uznawane za neutralne klimatycznie pod szyldem biomasy. Skala spustoszenia lasów, spowodowana wycinką w ostatniej dekadzie, nie ma precedensu w ponad tysiącletniej historii naszego państwa. Można prześmiewczo uznać, że lasy stały się pierwszą ofiarą działań na rzecz poprawy jakości powietrza i przeciwdziałania zmianom

⁶⁴³ R. Rosicki, *Chiny i Indie a bezpieczeństwo energetyczne Europy*, „Przegląd Bezpieczeństwa Wewnętrznego” 2020, nr 2, s. 115.

⁶⁴⁴ Casus UE może tu posłużyć za przykład. P. Wolska, *Europejska polityka energetyczna a globalny scenariusz redukcji emisji CO₂*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu. Ekonomia i Międzynarodowe Stosunki Gospodarcze” 2008, nr 12, s. 221–225.

⁶⁴⁵ E. Iwaszkiewicz-Eggebrecht, P. Łukasik, *Utrata bioróżnorodności*, Kraków 2022, s. 129–141.

klimatycznym⁶⁴⁶. Udział sektora elektroenergetycznego w emisji ditlenku węgla z tego tytułu jest poważny⁶⁴⁷, natomiast odpowiedzialność spoczywa na elitach politycznych, które zamiast inwestować w nowe technologie OZE, poszły na skróty, uznając biomasę drzewną za rozwiązanie ekologiczne⁶⁴⁸.

Wycinki lasów i spalania pozyskiwanego w ten sposób surowca jest daleko nieprzemyślanym posunięciem i ma prawo budzić oburzenie⁶⁴⁹. Cała jego ekonomiczna racja bytu opiera się o kwalifikację pozyskanej tym sposobem energii elektrycznej jako „zielonej” i wynikających stąd uprawnień⁶⁵⁰. Jest to doskonale odzwierciedlenie kształtowania przez politykę warunków rynkowych. W Polsce troska o klimat i środowisko naturalne staje się w kontekście tych działań pustym frazesem, wykorzystywanym przez kolejne ekipy rządzące⁶⁵¹. Nie da się deforestacji w jakikolwiek sposób z nim połączyć, podobnie jak i traktowania drewna jako surowca energetycznego⁶⁵².

O ile wycinka drzewostanu w istotny sposób rzutuje i to trwale na zawartość ditlenku w atmosferze⁶⁵³, tak lokalnie, jak i w globalnym, światowym wymiarze, o tyle spalanie pochodzącej stąd biomasy ma mniejsze znaczenie. Podstawowym, a zarazem największym i najpoważniejszym

⁶⁴⁶ P. Kojs, R. Zabielski, *Dlaczego drzewa nie uratują klimatu?*, „ACADEMIA. Magazyn Polskiej Akademii Nauk” 2019, nr 3–4, s. 13–15.

⁶⁴⁷ W. Suwała, A. Wyrwa, S. Tokarski, *Ścieżki transformacji polskiej energetyki*, „Energetyka Rozproszona” 2023, nr 9, s. 12–13.

⁶⁴⁸ Z. Wójcicki, *Energia odnawialna i ochrona środowiska wiejskiego*, „Infrastruktura i Ekologia Terenów Wiejskich” 2011, 01, s. 7–11.

⁶⁴⁹ H.B. Szczepanowska, *Drzewa w mieście – zielony kapitał wartości i usług ekosystemowych*, „Człowiek i Środowisko” 2015, 2, s. 11–16.

⁶⁵⁰ K. Sala, *Przemysłowe wykorzystanie biomasy w Polsce. Przesłanki i bariery*, „Studies of the Industrial Geography Commission of the Polish Geographical Society” 2017, nr 4, s. 153.

⁶⁵¹ W. Kalinowski, E. Głodek, *Rozwój energetyki odnawialnej w świetle dyrektywy 2009/28/WE*, „Prace Instytutu Szkła, Ceramiki, Materiałów Ogniotrwałych i Budowlanych” 2010, 3, s. 122.

⁶⁵² W. Naworyta, *Środowiskowe zagrożenia wynikające z wdrożenia ekologicznych rozwiązań w energetyce*, „Bulletin of The Mineral & Energy Economy Research Institute of The Polish Academy of Sciences/Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi Polskiej Akademii Nauk” 2024, 112, s. 112–114.

⁶⁵³ M. Gwiazdowicz, T. Kowalczewski, *Rola lasów w polityce klimatycznej*, „Studia BAS” 2012, 1, s. 56–59.

źródłem uwalniania ditlenku węgla związanym z sektorem elektroenergetycznym jest wykorzystywanie przezeń kopalni. Daleko idącym nieporozumieniem popełnianym przez aktywistów i powielających te opinie polityków jest podobne traktowanie węgla kamiennego i brunatnego, produktów naftowych i gazu ziemnego na zasadzie „wydobywane, a zatem nieprzyjazne”. Jak już wspomniano we fragmentach poświęconych dekarbonizacji (rozdz. 2), emisje CO₂ związane z wytwarzaniem energii elektrycznej wykazują znaczące zróżnicowanie w zależności od rodzaju używanego paliwa. Im niższa zawartość w nim samego pierwiastka C, tym są one niższe.

W przypadku węgla kamiennego, przedstawia się to następująco:

Proces ten można zobrazować równaniem chemicznym $C + O_2 \rightarrow CO_2$

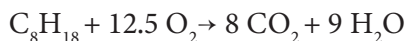
W wyniku reakcji 1 mol węgla (12 g) reaguje z 1 molem tlenu (32 g), tworząc 1 mol CO₂ (44 g).

Przy założeniu, zgodnie z którym mamy 1 kg wysokiej jakości skały węglowej zawierającej około 0,8 kg czystego pierwiastka (C),

$$800 \text{ gr C} \times \frac{44 \text{ gr CO}_2}{12 \text{ gr C}} \approx 2933 \text{ gr CO}_2$$

co daje to około 3 kg CO₂.

W przypadku paliw naftowych, na przykładzie oktanu (C₈H₁₈), wyliczenie to przedstawia się następująco:



Ustalając zawartość C w kg oktanu na 0,842gr, co wynika z:

C = 12 gr/mol, H = 1 gr/mol Masa molowa oktanu = 8 × 12 g/mol + 18 × 1 g/mol = 96 g/mol + 18 g/mol = 114 g

$$\text{A więc } \frac{96 \text{ gr/mol}}{114 \text{ gr/mol}} \approx 0,842$$

Udział węgla w masie całkowitej oktanu: 0,842

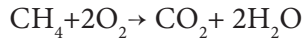
Spalanie 1 mola oktanu prowadzi do powstania 8 moli ditlenku węgla, a więc:

spalanie 1 mola oktanu wytwarza 8 × 44 gr = 352 gr ditlenku węgla.

$$1000 \text{ gr C}_8\text{H}_{18} \times \frac{352 \text{ gr CO}_2}{114 \text{ gr C}} \approx 3088 \text{ gr CO}_2$$

Spalanie oktanu przyjmując zawartość C w kg jako 0,84 daje podobnie jak w przypadku wysokiej jakości skały węglowej około 3 kg CO₂.

W przypadku gazu ziemnego, przyjmując jako jego główny składnik metan (CH₄), proces spalania można opisać równaniem:



Masa molowa CH₄ = 12gr/mol + 4 × 1gr/mol = 16gr/ mol

$$\text{Stąd udział pierwiastka C} - \frac{12 \text{ gr/mol}}{16 \text{ gr/mol}} = 0,75$$

Spalanie 1 kg metanu, zawierającego 0,75 kg węgla

Analogicznie do poprzednich wyliczeń, mol metanu przekształca mol ditlenku węgla

$$\text{A więc } 0,75 \text{ kg C} \times \frac{44 \text{ gr CO}_2}{12 \text{ gr C}} = 2,75 \text{ kg CO}_2$$

Spalanie metanu, przyjmując zawartość C w kg jako 0,75, daje około 2,75 kg CO₂.

Te przedstawione powyżej proste obliczenia niewiele wnoszą do zagadnienia. Prezentowanie ich posłużyło jedynie do wyeksponowania zasady, zgodnie z którą spalanie węgla prowadzi do powstania 3,67 kg CO₂ zgodnie z równaniem:

$$1000 \text{ gr C} \times \frac{44 \text{ gr CO}_2}{12 \text{ gr C}} = 3670 \text{ gr CO}_2$$

A zatem ilość węgla w surowcu jest proporcjonalna do powstałego ditlenku węgla, co można opisać jako:

$$3670 \text{ gr} \times \text{masa węgla w kg paliwa}$$

Różnica w kontekście emisji CO₂ celowości użycia poszczególnych paliw sprowadza się do procentowej zawartości pierwiastków wchodzących w skład paliwa poza węglem. Od nich zależy też wartość opałowa. I tak:

Węgiel kamienny: ok. 25–27 MJ/kg (megadzuli na kilogram)

Ropa naftowa (oktan): ok. 44 MJ/kg

Gaz ziemny (metan): ok. 50 MJ/kg

Tak w przypadku produktów naftowych, jak i metanu jest to wodór i w istocie to jego zawartość wartość użytkową paliwa. Także w przeliczeniu emisji CO₂ na jednostkę energii, będzie to:

$$\text{Węgiel kamienny} - \text{kg} \rightarrow \frac{3,1 \text{ kg CO}_2}{27 \text{ MJ}} \approx 0,11 \text{ kg CO}_2/\text{MJ}$$

$$\text{Ropa naftowa (oktan)} - \text{kg} \rightarrow \frac{3,09 \text{ kg CO}_2}{44 \text{ MJ}} \approx 0,07 \text{ CO}_2/\text{MJ}$$

$$\text{Gaz ziemny (metan)} - \text{kg} \rightarrow \frac{2,75 \text{ kg CO}_2}{50 \text{ MJ}} \approx 0,055 \text{ CO}_2/\text{MJ}$$

Przeliczając MJ na kW w stosunku 3,6 MJ = 1 kWh

$$\text{Węgiel kamienny} - \text{kg} \rightarrow \frac{3,1 \text{ kg CO}_2}{7,6 \text{ kWh}} \approx 0,40 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$$

$$\text{Ropa naftowa (oktan)} - \text{kg} \rightarrow \frac{3,09 \text{ kg CO}_2}{12,22 \text{ kWh}} \approx 0,25 \text{ CO}_2/\text{kWh}$$

$$\text{Gaz ziemny (metan)} - \text{kg} \rightarrow \frac{2,75 \text{ kg CO}_2}{\text{kWh}} \approx 0,19 \text{ CO}_2/\text{kWh}$$

Niewątpliwie, produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego wiąże się z najniższymi emisjami ditlenku węgla w porównaniu do innych kopalin, co czyni go optymalnym wyborem jako paliwa okresu przejściowego w procesie transformacji energetycznej (patrz rozdz. 1)⁶⁵⁴.

Jednakże problem ten ma bardziej teoretyczny niż praktyczny charakter. W sektorze elektroenergetyki zawodowej emisje są w dużym stopniu kontrolowane dzięki zastosowaniu zaawansowanych technologii i zabez-

⁶⁵⁴ Sam stosunek węgla do wodoru w cząsteczce metanu pretenduje go do roli paliwa okresu przejściowego. P. Kwiatkiewicz, *Gaz ziemny w Polsce: konsumpcja i zaopatrzenie. Polityka gospodarcza-ekonomia-bezpieczeństwo. Raport analityczny*, Poznań 2023, s. 22.

pieczeń, takich jak systemy wychwytywania i składowania gazów⁶⁵⁵. Choć wiążą się one z dodatkowymi kosztami dla firm aktywnych w procesie wytwarzania energii elektrycznej, skutecznie minimalizują negatywny wpływ na środowisko. W przypadku największych podmiotów branżowych jest on niemal symboliczny.

Podobnie wygląda sytuacja w kontekście emisji innych szkodliwych substancji, takich jak tlenki siarki (SO_x), tlenki azotu (NO_x), pyły zawieszone (PM₁₀, PM_{2.5}), metale ciężkie, metan oraz węglowodory aromatyczne⁶⁵⁶. Elektrownie zawodowe, dysponujące nowoczesną technologią, wdrażają różnorodne środki, które skutecznie ograniczają emisje tych zanieczyszczeń. Instalacje odsiarczania spalin, określane też mianem systemów (FGD – Flue Gas Desulfurization), oraz technologie selektywnej redukcji katalitycznej (SCR – Selective Catalytic Reduction) pomimo stosunkowo prostych technicznie rozwiązań są niezwykle wydajne⁶⁵⁷. Niejednokrotnie przysparzają wręcz dodatkowych źródeł przychodu. Na przykład w FGD proces redukcji zanieczyszczeń polega m.in. na przepuszczeniu spalin przez absorbery zawierające zawieszinę wapna lub wapienia, które reagują z SO_x, tworząc siarczan wapnia, który jako gips kierowany jest do obrotu handlowego⁶⁵⁸. W wymiarze środowiskowym efektem jest znaczne obniżenie stężenia tlenków siarki w gazach wylotowych, co przekłada się na mniejsze ryzyko powstawania

⁶⁵⁵ K. Badyda, J. Lewandowski, *Perspektywy eksploatacji zasobów polskiej energetyki w uwarunkowaniach emisyjnych wynikających z regulacji unijnych*, „Energetyka” 2010, 12, s. 833 i 835; Ł. Lelek, R. Koneczna, *Sposoby ograniczenia i instrumenty wsparcia redukcji emisji CO₂ w energetyce Małopolski*, „Polityka Energetyczna” 2012, 2, s. 117–120.

⁶⁵⁶ M. Cholewiński, M. Kamiński, W. Pospolita, *Zagrożenia dla zdrowia i życia człowieka wynikające ze stosowania wybranych paliw w indywidualnych instalacjach grzewczych*, „Kosmos – problemy nauk biologicznych” 2016, 4, s. 479–481.

⁶⁵⁷ Z. Li, J. Jiang, Z. Ma, O.A. Fajardo, J. Deng, L. Duan, *Influence of flue gas desulfurization (FGD) installations on emission characteristics of PM_{2.5} from coal-fired power plants equipped with selective catalytic reduction (SCR)*, “Environmental Pollution” November 2017, s. 655–660.

⁶⁵⁸ M. Jędrusik, M. Łuszkiewicz, D. Świerczok, A. Gostomczyk, M. Kobyłańska-Pawlisz, *Simultaneous removal of NO_x, SO₂, and Hg from flue gas in FGD absorber with oxidant injection (NaClO₂)—full-scale investigation*, “Journal of the Air & Waste Management Association” 2020, 6, s. 630–638.

kwaśnych deszczy i ograniczenie zjawiska zakwaszenia gleb i wód powierzchniowych⁶⁵⁹.

Z kolei technologia SCR jest zaawansowanym procesem redukcji tlenków azotu (NO_x), które są generowane w procesach spalania przy wysokich temperaturach. W systemie SCR gazy spalinowe są mieszane z amoniakiem, a następnie przepuszczane przez katalizator, najczęściej wykonany z tlenków metali, takich jak tytan czy wanad. Reakcja chemiczna zachodząca na powierzchni katalizatora redukuje tlenki azotu do azotu cząsteczkowego N₂ i wody⁶⁶⁰. SCR jest wyjątkowo skuteczna, redukując emisje NO_x nawet o 90%, co jest kluczowe w ograniczaniu tworzenia się smogu fotochemicznego oraz w ochronie zdrowia ludzkiego i środowiska naturalnego⁶⁶¹.

Obie te technologie, FGD i SCR, są zatem integralnymi elementami współczesnych systemów ochrony środowiska w sektorze energetycznym. Są na wyposażeniu prawdopodobnie wszystkich konwencjonalnych elektrowni zawodowych w Polsce. Dzięki nim możliwe jest znaczące ograniczenie emisji substancji, które nie tylko degradują jakość powietrza, ale także mają dalekosiężne skutki dla ekosystemów i zdrowia ludzi. Ich wdrożenie w elektrowniach i innych instalacjach przemysłowych stanowiło jedno z kluczowych narzędzi w walce z zanieczyszczeniem powietrza oraz w dążeniu do realizacji celów związanych z redukcją oddziaływania działalności człowieka na środowisko naturalne⁶⁶².

Sektor elektroenergetyczny doskonale radzi sobie też z pyłami zawieszonymi, zwłaszcza PM₁₀ i PM_{2.5}, które są szczególnie niebezpieczne

⁶⁵⁹ R. Oleniacz, M. Groborz, M. Ożóg, *Ocena efektów modernizacji systemu oczyszczania i ewakuacji spalin na wybranych przykładach*, s. 225–231, https://www.researchgate.net/profile/Robert-Oleniacz/publication/270646280_Ocena_efektow_modernizacji_systemu_oczyszczania_i_ewakuacji_spalin_na_wybranych_przykladach/links/54b14ce70cf220c63ccf90f2/Ocena-efektow-modernizacji-systemu-oczyszczania-i-ewakuacji-spalin-na-wybranych-przykladach.pdf [dostęp: 05.11.2024].

⁶⁶⁰ K. Krotla, T. Wala, P. Brudziana, *Urządzenia typu SCR-porównanie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji urządzeń*, cz. 1, „Nowa Energia” 2010, 2, s. 107.

⁶⁶¹ *Ibidem*, s. 111.

⁶⁶² J. Ryczkowski, *Energia i środowisko – nowoczesne technologie w przemyśle*, [w:] *Praktyka ochrony środowiska*, Lublin 2015, s. 100.

dla zdrowia ludzkiego; są redukowane za pomocą filtrów elektrostatycznych i workowych⁶⁶³. Te technologie pozwalają na skuteczne usunięcie drobnych cząstek z gazów spalinowych przed ich uwolnieniem do atmosfery. Z kolei emisje metali ciężkich, takich jak rtęć, kadm i ołów, są monitorowane i kontrolowane przez zastosowanie sorbentów chemicznych, które wiążą te metale w formie stałej, umożliwiając ich bezpieczne usunięcie⁶⁶⁴.

Problemem pozostają nadal węglowodory aromatyczne, szczególnie wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (WWA). Stanowią one istotne zagrożenie dla środowiska i zdrowia publicznego, ze względu na ich toksyczność, potencjalne działanie rakotwórcze oraz zdolność do kumulacji w ekosystemach. Powstają głównie podczas niecałkowitego spalania paliw kopalnych, takich jak węgiel, ropa naftowa czy gaz ziemny. W pewnym uproszczeniu kwestia dotyczy sprawności urządzeń wytwórczych i w przytłaczającej większości przypadków uderza głównie w najstarsze i z wolna wycofywane z eksploatacji obiekty, w których inwestycje w zabezpieczenia środowiskowe są technicznie utrudnione lub tracą rację bytu za sprawą przewidywanego dalszego okresu eksploatacji. W nowoczesnych elektrowniach zawodowych wprowadzono szereg zaawansowanych technologii mających na celu kontrolę emisji tych związków oraz minimalizację ich uwalniania do atmosfery.

Technologie katalityczne są jednym z podstawowych narzędzi stosowanych w elektrowniach do redukcji emisji węglowodorów aromatycznych⁶⁶⁵. Procesy, takie jak selektywne utlenianie, są stosowane w celu przekształcenia węglowodorów aromatycznych w mniej szkodliwe produkty, takie jak ditlenek węgla, czy też zupełnie neutralna środowiskowo woda⁶⁶⁶. Polegają one na przepuszczeniu gazów spalinowych przez katalizator, który zawiera aktywne metale, takie jak platyna, pallad lub rod.

⁶⁶³ J. Michalak, *Wybrane aspekty oddziaływania elektrowni na środowisko*, „Przełęcz Elektrotechniczny”, 90, 2014, s. 153.

⁶⁶⁴ H. Karcz, M. Kantorek, *Pirolityczno-fluidalna technologia termicznej utylizacji odpadów*, „Pieczę Przemysłowe & Kotły” 2014, 1, s. 35–36.

⁶⁶⁵ Z. Sarbak, *Reakcje i procesy katalityczne*. Cz. XII c. Reforming katalityczny, „LAB Laboratoria, Aparatura, Badania” 2013, 4, s. 32–38.

⁶⁶⁶ J. Rakowski, *Przełęcz zagadnień technologicznych związanych ze zgazowaniem paliw stałych dla potrzeb energetycznych*, „Energetyka” 2003, 9, s. 594, 599, 600.

Przyspieszają one reakcje chemiczne, umożliwiając bardziej efektywne spalanie węglowodorów, co prowadzi do redukcji ich emisji⁶⁶⁷.

Kluczowe znaczenie przypisać należy nie samej neutralizacji, lecz prewencji, czyli wysiłkom na rzecz ograniczenia powstania węglowodorów aromatycznych. Tu najistotniejsze są systemy zarządzania procesem spalania, które optymalizują warunki, w jakich on zachodzi, takie jak temperatura, ciśnienie, oraz stosunek powietrza do paliwa. Przykładem takiego podejścia są niskotemperaturowe technologie, które zmniejszają ilość powstających WWA poprzez obniżenie temperatury w komorze spalania do poziomu, który jest wystarczająco wysoki, aby spalić paliwo, ale na tyle niski, aby zapobiec tworzeniu się węglowodorów aromatycznych⁶⁶⁸. Podobnie rzecz ma się z palnikami (Low-NOx Burners) zaprojektowanymi tak, aby zapewniać lepsze mieszanie paliwa z powietrzem, co sprzyja pełniejszemu spalaniu i redukcji emisji nie tylko tlenków azotu (NOx), ale również węglowodorów aromatycznych⁶⁶⁹. Redukcji emisjami węglowodorów aromatycznych w elektrowniach zawodowych służą zaawansowane systemy monitoringu umożliwiające ciągłą kontrolę składu gazów wylotowych w czasie rzeczywistym, co pozwala na natychmiastową reakcję w przypadku wykrycia podwyższonych poziomów zanieczyszczeń. Dane uzyskane z takich systemów są wykorzystywane do optymalizacji procesów spalania oraz wprowadzenia niezbędnych korekt, co dodatkowo minimalizuje uwalnianie niepożądanych związków chemicznych⁶⁷⁰.

Przedstawione środki i technologie w nowoczesnych elektrowniach zawodowych skutecznie redukują potencjalne zagrożenia dla środowiska

⁶⁶⁷ S. Podskrobko, J. Łach, D. Król, *Innowacyjna technologia spalania paliw stałych. Koncepcje konstrukcji niskoemisyjnych rusztów retortowych*, „Energetyka” 2010, 11, s. 764.

⁶⁶⁸ U. Lorenz, *Skutki spalania węgla kamiennego dla środowiska przyrodniczego i możliwości ich ograniczenia*, „Mat. Szkoły Eksploatacji Podziemnej. Sympozja i Konferencje” 2005, 64, s. 100–102.

⁶⁶⁹ A. Kulpa, H. Jadamus, *Wyniki eksploatacji palników niskoemisyjnych Nox ypu wirowego i strumieniowego w kotłach energetycznych*, „Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej. Seria: Energetyka” 1994, z. 121, s. 103–108. Technologie te są nadal używane, nie należą jednak do rozwiązań innowacyjnych.

⁶⁷⁰ T. Słupik, *Audyt energetyczny w elektroenergetyce, przemyśle i gospodarce komunalnej jako narzędzie diagnostyczne w dążeniu do elektroprosumeryzmu*, „Energetyka” 2020, 11, s. 609–612.

wynikające z produkcji energii elektrycznej z paliw kopalnych. Dzięki temu sektor elektroenergetyki stał się znacznie mniej uciążliwy dla środowiska. Główne źródła zanieczyszczeń związanych z emisjami z paliw kopalnych przesunęły się poza należące do niego elektrownie i elektrociepłownie, a ich wpływ na środowisko został znacząco zredukowany⁶⁷¹.

Kwestie związane z jakością powietrza oraz jego degradacją wynikającą z pracy elektrowni, a konkretniej z emisją wymienionych substancji lotnych do atmosfery, można obecnie uznać za problem przeszłości. Oczywiście, wyzwania związane z poprawą efektywności funkcjonujących systemów pozostają nadal istotne, niemniej zasadniczy wpływ tych emisji na środowisko naturalne został znacząco zredukowany. Niestety, wciąż istnieją obszary, w których elektrownie, jak i cała energetyka zawodowa, napotyka trudności. Należą do nich m.in. emisja pary wodnej oraz zrzut ciepłej wody do środowiska⁶⁷².

Pierwsza z wymienionych odgrywa znaczącą rolę jako gaz cieplarniany, wpływając na bilans termiczny Ziemi. Emisje z systemów chłodzenia elektrowni, szczególnie tych wykorzystujących obiegi otwarte lub częściowo otwarte, niosą za sobą szereg negatywnych konsekwencji klimatycznych, m.in. poprzez zwiększenie ilości ciepła zatrzymanego w atmosferze. Zjawisko to wynika z właściwości pary wodnej, która, absorbując promieniowanie podczerwone emitowane przez Ziemię, podnosi temperaturę atmosfery, co z kolei prowadzi do dalszego przyspieszania ewaporacji wody z oceanów, jezior i rzek, tworząc dodatnie sprzężenie zwrotne. To cykliczne zjawisko skutkuje przyspieszeniem procesów zmian klimatycznych, niż wynikałoby to z samego wzrostu stężenia innych gazów cieplarnianych, takich jak dwutlenek węgla czy metan⁶⁷³.

Dodatkowo, emisja dużych ilości pary wodnej z elektrowni może powodować lokalne zmiany klimatyczne, takie jak wzrost wilgotności

⁶⁷¹ J. Kuroпка, *Energetyka krajowa i możliwość ograniczenia emisji zanieczyszczeń ze spalin energetycznych*, s. 199–200, *Energetyka_krajowa_i_mo%C5%BCliwo%C5%9B%C4%87_ogra.pdf* [dostęp: 10.11.2024].

⁶⁷² C. Rosik-Dulewska, *Ciepło odpadowe wód zrzutowych z energetyki*, [w:] *Rola niekonwencjonalnych źródeł energii w ochronie środowiska i intensyfikacji upraw warzywnych*, Zabrze 2003, s. 16–17.

⁶⁷³ Według szacunków to para wodna w 70% odpowiada za efekt cieplarniany, por. S. Gierlotka, *Wpływ dwutlenku węgla wytwarzanego z kopalni energetycznych na efekt cieplarniany – prawda i mity*, „Napędy i Sterowanie” 2020, 6, s. 79.

i częstsze występowanie mgieł czy chmur w okolicach emisji, co może wpływać na lokalne ekosystemy oraz warunki życia ludzi i zwierząt⁶⁷⁴. Ponadto może także wpłynąć na lokalne cykle wodne, zmieniając wzorce opadów i prowadząc do nasilenia ekstremalnych zjawisk pogodowych, takich jak ulewne deszcze i powodzie, lub wydłużenia okresów suszy⁶⁷⁵.

Oczywiście istnieją środki zaradcze. Elektrownie mogą stosować zamknięte obiegi chłodzenia, które minimalizują odparowanie wody poprzez recykling w zamkniętym układzie. Wieże chłodnicze wyposażone w technologie zmniejszające emisję, takie jak systemy rekombinacji, odzyskują ciepło z pary wodnej, ponownie wykorzystując je w procesie, co ogranicza jej wytwarzanie i zwiększa efektywność energetyczną. Zaawansowane technologie kondensacji mogą wychwytywać parę wodną przed jej uwolnieniem do atmosfery, przekształcając ją z powrotem w ciecz i ponownie wprowadzając do obiegu chłodzenia, co znacząco redukuje jej emisję i optymalizuje zużycie wody w elektrowniach. Dodatkowo, nowoczesne systemy chłodzenia powietrzem, które nie wymagają wody, przyczyniają się do zmniejszenia emisji pary⁶⁷⁶.

Niestety, emisje pary wodnej często nie są postrzegane jako problematyczne, mimo że ich antropogeniczne źródła potęgują zmiany klimatyczne, wzmacniając efekt cieplarniany. Para wodna, będąca powszechnym i naturalnym zjawiskiem, nie wzbudza takich obaw jak związki siarki, azotu czy dwutlenek węgla, co skutkuje jej pomijaniem w programach środowiskowych. Istnieje błędne przekonanie, zgodnie z którym transformacja energetyczna, eliminująca nieodnawialne źródła energii, automatycznie rozwiąże problem jej emisji antropogenicznych. Wprowadzane do atmosfery ilości pary wodnej w wyniku działalności przemysłowej, ze względu na znaczące dysproporcje wielkościowe, mają znacznie poważniejszy wpływ na globalne ocieplenie niż inne gazy cieplarniane, takie jak śladowe w porównaniu z nimi emisje metanu z kopalni. Tego rodzaju

⁶⁷⁴ K. Haman, *Naturalne i antropogeniczne przyczyny zmian klimatu*, „Nauka” 2008, s. 124.

⁶⁷⁵ A. Marzec, *Zmiany klimatu – Nowy raport Międzyrządowego Panelu ds. Zmian Klimatycznych (IPCC)*, „Polityka Energetyczna” 2007, 1, s. 99.

⁶⁷⁶ J. Kotowicz, *Stan i perspektywy rozwoju układów gazowo-parowych*, „Archiwum Energetyki” 2012, nr 1, s. 23–38. Czy też P. Olszowiec, *Problemy chłodzenia generatorów wielkiej mocy*, „Energetyka” 2006, nr 1, s. 57–58.

selektywność i brak uwagi na niektóre aspekty problematyki klimatycznej odzwierciedla podejście bardziej polityczne niż naukowe do kwestii ochrony środowiska⁶⁷⁷.

Niemal bliźniaczo rzecz się ma z zrzutami ciepłej wody z elektrowni czy instalacji przemysłowych. Są one zwykle bagatelizowane w debacie publicznej na temat ochrony środowiska, ponieważ ciepła woda sama w sobie nie wydaje się niebezpieczna ani toksyczna. W rzeczywistości jednak ma to poważne konsekwencje dla ekosystemów wodnych i może wywierać długotrwały, negatywny wpływ na środowisko naturalne. Głównym problemem związanym z odprowadzaniem ciepłej wody jest tzw. zjawisko termicznego zanieczyszczenia. Kiedy z elektrowni trafia ona do rzek, jezior czy mórz, podnosi temperaturę tych zbiorników wodnych, co prowadzi do zakłócenia naturalnych procesów biologicznych. Wpływa na rozpuszczalność tlenu, co z kolei prowadzi do jego niedoborów, szczególnie w okresach letnich, kiedy temperatura otoczenia jest podwyższona. Organizmy wodne, takie jak ryby, plankton i rośliny wodne, są bardzo wrażliwe na wywołane w ten sposób wahania. Nawet niewielkie zmiany mogą zaburzać ich metabolizm, rozwój, a w skrajnych przypadkach prowadzić do śmierci całych populacji⁶⁷⁸.

Ma to miejsce w przypadku sporadycznych czy nawet jednorazowych spustów wody. Gatunki wrażliwe na wyższe temperatury są wypierane przez bardziej odporne, co prowadzi do zubożenia bioróżnorodności. Ponadto, cieplejsza niż wcześniej woda w zbiornikach czy też ciekach sprzyja rozwojowi niektórych gatunków inwazyjnych oraz mikroorganizmów, które mogą zdominować ekosystemy i wpłynąć na ich funkcjonowanie. Proces też sprzyja przyspieszonej ewaporacji⁶⁷⁹.

⁶⁷⁷ S. Gumuła, M. Piaskowska, *Rozważania na temat możliwości wpływu efektu cieplarnianego na zmianę parametrów klimatycznych atmosfery*, „Annales Academiae Paedagogicae Cracoviensis, Technica II” 2008, s. 42.

⁶⁷⁸ K. Kojzar, *Coraz mniej wody w rzekach, zbyt wysoka temperatura, martwy narybek. Tak szkodzą elektrownie*, <https://oko.press/rzeki-sie-gotuja-elektrownie> [dostęp: 10.11.2024].

⁶⁷⁹ M. Cebula, K. Ciężak, R. Żurek, *Zrzut wód z otwartych systemów chłodzenia elektrowni i elektrociepłowni. Omówienie aspektów prawnych i wpływu na zasoby wodne oszacowanego na podstawie monitoringu wybranych obiektów energetycznych*, Warszawa 2023, s. 6–28.

Przeciwdziałanie mu nie jest problemem związanym z brakiem odpowiednich technologii. Tych bowiem nie brakuje. Jednym z rozwiązań jest wprowadzenie systemów chłodzenia, które ograniczają lub eliminują potrzebę zrzutów ciepłej wody. Przykładem może być zastosowanie zamkniętych systemów chłodzenia, w których ciecz krąży w obiegu izolowanym, co minimalizuje jej kontakt ze środowiskiem naturalnym. Alternatywnie można stosować wieże chłodnicze, które pozwalają na ochłodzenie wody przed jej wypuszczeniem do otoczenia, co znacząco redukuje wpływ termiczny na ekosystemy. Innym podejściem jest wykorzystanie technologii odzysku ciepła⁶⁸⁰. Pomocne są też monitorowanie i modelowanie komputerowego wpływu zrzutów ciepłej wody na lokalne ekosystemy, które pozwalają przewidzieć potencjalne skutki ekologiczne i wdrożyć odpowiednie środki zaradcze na wczesnym etapie, zanim dojdzie do nieodwracalnych szkód.

Podobnie jak w przypadku pary wodnej, kluczowym problemem jest podejście do kwestii zrzutów ciepłej wody, a nie brak technologicznych możliwości ich rozwiązania. Potencjał do skutecznego zarządzania tym problemem jest szeroki, jednak jego wykorzystanie zależy przede wszystkim od woli finansowania odpowiednich rozwiązań. Ta jest z kolei silnie uzależniona od percepcji społecznej, która często nie dostrzega pełnej skali zagrożeń związanych z termicznym zanieczyszczeniem wód. Bez odpowiedniego zrozumienia i uznania problemu przez społeczeństwo trudniej jest wygenerować wystarczającą presję na decydentów, aby skierować środki na opracowanie i wdrożenie technologii, które mogłyby zminimalizować ten rodzaj zanieczyszczenia.

Wpływ sektora elektroenergetycznego na środowisko naturalne obejmuje znacznie więcej niż tylko produkcję energii elektrycznej. Równie istotne są kwestie związane z tzw. śladem węglowym, który obejmuje całość emisji gazów cieplarnianych wynikających z produkcji, transportu,

⁶⁸⁰ Woda, zanim zostanie odprowadzona, może być wykorzystana do produkcji ciepła lub energii, co nie tylko zmniejsza jej temperaturę, ale także zwiększa efektywność energetyczną zakładu. W tym kontekście, ciepło odpadowe z wody może być przekierowane na potrzeby grzewcze w lokalnych społecznościach lub w procesach przemysłowych, co stanowi dodatkowy atut w postaci zmniejszenia zapotrzebowania na inne źródła energii.

instalacji, eksploatacji, a także utylizacji urządzeń wytwórczych⁶⁸¹. To zagadnienie dotyczy zarówno tradycyjnych źródeł energii, jak i odnawialnych źródeł energii (OZE), które często są postrzegane jako bardziej ekologiczne, ale w rzeczywistości wiążą się z istotnymi wyzwaniem środowiskowymi⁶⁸².

Przy produkcji urządzeń wytwórczych, takich jak panele fotowoltaiczne czy turbiny wiatrowe, wykorzystywane są zaawansowane technologie, które niosą ze sobą znaczne obciążenia dla otoczenia przyrodniczego, np. użycia chemikaliów, takich jak chlorki, kwasy siarkowe, fluor, trichloroetan i aceton, które są niezbędne do przekształcania krzemianu w czysty krzem wykorzystywany w panelach. Proces ten generuje znaczne ilości odpadów chemicznych mających negatywny wpływ na środowisko, trudnych i kosztownych w neutralizacji. Prowadzi to do częstych zaniechań w tej sferze⁶⁸³. Ponadto, w przypadku wybranych technologii stosuje się również substancje takie jak galium, arsen, diselenurek miedzi-indu-galu oraz telurek kadmu, które są wysoce toksyczne i trudne do utylizacji. Z dumą przyjmujemy informację o możliwości obniżenia śladu węglowego związanego z produkcją ogniw fotowoltaicznych⁶⁸⁴, który według nowych danych ma wynosić 317 kg CO₂eq/kWp⁶⁸⁵, a nie jak dotychczas dwa razy więcej. Taki rezultat skraca czas zwrotu energii potrzebnej do ich wytworzenia⁶⁸⁶. Pomijamy przy tym kwestie dotyczące surowców, dzięki którym osiągnięto taki rezultat, a nie da się wykluczyć,

⁶⁸¹ P. Kolasa, S. Tokarski, *Energetyka przemysłowa. Niezbędne rozwiązana legislacyjne*, „Nowa Energia” 2023, 10–13, s. 12.

⁶⁸² P. Ruskowski, *Ślad węglowy w świadomości społecznej*, „Energetyka–Społeczeństwo–Polityka” 2022, s. 44–48.

⁶⁸³ T. Słupik, *Europejski Zielony Ład – merytoryczne podstawy neutralności klimatycznej w aspekcie gospodarki surowcowej*, „Energetyka” 2020, nr 2, s. 617–621.

⁶⁸⁴ M. An, X. Sun, *Carbon footprints of solar panels in China provinces based on different production and waste treatment scenarios*, “Journal of Cleaner Production” 2024, 435, s. 6, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652623046115> [dostęp: 10.11.2024].

⁶⁸⁵ Produkcja paneli w Europie z dużo niższym śladem CO₂ niż w Chinach, <https://www.gramzielone.pl/energia-sloneczna/20137470/produkcja-paneli-w-europie-z-duzo-nizszym-sladem-co2-niz-w-chinach>

⁶⁸⁶ Gdyby pracował w warunkach geograficznych właściwych np. dla Lubelszczyzny w Polsce, a energia elektryczna wykorzystana do jego powstania powstałaby w elektrowni zasilanej gazem ziemnym, byłoby to około 1/3 roku.

że wiedza na ten temat mogłaby diametralnie wpłynąć na naszą percepcję tego osiągnięcia⁶⁸⁷.

Potencjalnie recykling paneli fotowoltaicznych jest możliwy, choć proces ten jest skomplikowany i kosztowny. Istnieją rozwiązania, które umożliwiają odzyskiwanie krzemu, szkła, metali szlachetnych i innych materiałów, jednak na skalę globalną logistyka zwrotna jest jeszcze ograniczona.

Wyzwania te obecne są także w przypadku turbin wiatrowych. Choć same w sobie nie emitują CO₂ podczas eksploatacji, ich produkcja i instalacja wiąże się z ogromnym zużyciem zasobów naturalnych oraz energii. Największe z nich mogą osiągać wagę 1500 ton, z czego ponad 75% to beton, 19% ton to stal, a 6% to włókno szklane. W procesie ich produkcji wykorzystywane są pierwiastki ziem rzadkich, takie jak neodym, praseodym i dysproz⁶⁸⁸. Zdobycie tych materiałów jest trudne, kosztowne i wiąże się z poważnym niszczeniem środowiska naturalnego. Co więcej, łopaty wirników, które ważą nawet do 40 ton każda⁶⁸⁹, mają żywotność od 15 do 20 lat⁶⁹⁰, po czym muszą zostać wymienione, a ich recykling jest obecnie niezwykle skomplikowany i praktycznie niemożliwy⁶⁹¹.

Również linie przesyłowe mają swoje własne, niebagatelne ślady węglowe. Budowa czy też utrzymanie ich pochłaniają surowce, energię, paliwa.

Bezemisyjność w elektroenergetyce jest pewnego rodzaju hasłem propagandowym i w rzeczy samej odnosi się jedynie do samego procesu produkcji. W szerszym wymiarze można ją traktować jako pewien cel, ideał, do którego należy zmierzać, jednakże ze świadomością jego nie-

⁶⁸⁷ T. Słupik, *Europejski Zielony Ład – merytoryczne podstawy neutralności klimatycznej w aspekcie gospodarki surowcowej*, „Energetyka” 2020, nr 2, s. 616–617.

⁶⁸⁸ W. Wilczyński, D. Wiejaczka, *Strategiczne znaczenie metali ziem rzadkich*, „Przegląd Geopolityczny” 2021, 36, s. 37.

⁶⁸⁹ D. Piernikarski, *Ponadgabaryty: Turbiny wiatrowe – transportowe wyzwanie*, <https://samochody-specjalne.pl/2020/06/22/turbiny-wiatrowe-transportowe-wyzwanie/> [dostęp: 10.11.2024].

⁶⁹⁰ G. Sobieski, A. Zaręba, D. Stankiewicz, D. Dalak, *Posadowienie turbin wiatrowych w kontekście nowego systemu wsparcia OZE*, „Energetyka” 2016, 1, s. 61.

⁶⁹¹ A. Błędzka, M. Urbaniaka, A. Adamcio, M. Sobczyk, S. Demski, A. Boczkowska, H. Seidlitzd, M. Köhlere, *Ponowne wykorzystanie i recykling kompozytowych łopat turbin wiatrowych. Przegląd obecnych praktyk i perspektywy. Część I. Badania naukowe*, „Przemysł Chemiczny” 2024, 2, s. 229.

osiągalności. Nader często zwykliśmy koncentrować uwagę na wybranych elementach, tracąc obraz całości. Tendencja ta znajduje swoje odzwierciedlenie w obszarze badawczo wdrożeniowym, kierunkach prowadzonych badań. Konkursy projektowe, w których akcent położony zostaje np. na zmniejszenie śladu węglowego urządzenia, przynoszą efekt w postaci poprawy pożądanego parametru, lecz niejednokrotnie kosztem uwolnienia innych związków niebezpiecznych dla środowiska naturalnego. Bardzo wyraźny jest brak holistycznego podejścia do problemu. Można go potraktować jako jeden z najpoważniejszych ograniczników tempa postępu dotyczącego transformacji energetycznej w obszarze właściwym dla stanowiącego jej rdzeń sektora elektroenergetycznego. Jego dynamikę, tak jak i kierunki, w których zmierza, kształtowane są przez czynniki polityczne. Wytyczne niejednokrotnie są wbrew wskazaniom świata nauki w imię programów partyjnych czy doraźnych interesów. Wycinka lasów w Polsce będących najważniejszym absorbentem ditlenku węgla celem pozyskania biomasy drzewnej jako paliwa służącego uzyskaniu przez elektrownie niższych emisji tego gazu w procesie produkcji energii elektrycznej jest przykładem skali absurdu, jaką osiągnęliśmy. niesprawiedliwe byłoby stawianie pytania, czy rzeczywiście chodzi tu jeszcze o ochronę naszego środowiska naturalnego? Progres jest tu widoczny. Zachodzi on nierzadko pomimo, a nie za sprawą. Poprawa efektywności pracy OZE, ograniczanie strat przesyłowych, wydajniejsze zarządzanie procesami wytwórczymi i dystrybucyjnymi, sprawniejsze magazyny energii wydatnie służą zmniejszeniu siły, z jaką elektroenergetyka oddziałuje na otoczenie przyrodnicze. Niemniej jest ono i, jak wspomniano, pozostanie obecne.

Zakończenie

Prezentowane wyniki badań analitycznych skupiły się na zagadnieniach związanych z szeroko pojętą polityką energetyczną, umieszczając ją w kontekście technicznym i ekonomicznym. Zabieg ten posłużył prezentacji możliwie najszerszego zakresu zachodzących procesów decyzyjnych, które z założenia muszą uwzględniać zarówno wymagania technologiczne, jak i uwarunkowania gospodarcze. Dociekania analityczne powstałe na ich bazie pomyślane zostały jako do dalszych badań i rekomendacji kierunków rozwoju sektora paliwowo-energetycznego.

Wskazując jako zasadniczy cel pracy identyfikację i analizę wyzwań stojących przed polityką energetyczną w Polsce i na świecie, a w szczególności określenie wpływu kryterium kosztowego na możliwości ich realizacji, przede wszystkim w kontekście wykorzystywania paliw kopalnych oraz wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej, z góry założono znaczną skalę przedsięwzięcia. Z tego względu wytyczono także cele pomocnicze, uzupełnione dodatkowymi zadaniami. Jednym z nich było ustalenie dominujących podejść w polityce energetycznej zarówno w Polsce, jak i na świecie oraz określenie czynników wpływających na ich kształtowanie.

Wnikając głębiej w rezultaty badań, należy zwrócić uwagę na silną zależność kierunków rozwoju sektora paliwowo-energetycznego od czynników politycznych. Współczesne postrzeganie tej branży jest kształtowane przez oczekiwania, które sama tworzy, często jako odpowiedź na społeczne żądania dodatkowo wzmacniane przez media. W wyniku tego procesy decyzyjne w energetyce zaczęły podążać za politycznymi imperatywami, co prowadziło do zmiany priorytetów. Ekonomiczne kalkulacje ustępują miejsca rosnącej wrażliwości na kwestie ekologiczne, co przejawia się w dążeniu do minimalizacji wpływu na środowisko naturalne, kosztem krótkoterminowej opłacalności.

Przykładem tego trendu jest transformacja potężnych korporacji z sektora oil&gas, takich jak Statoil, które, rebrandując się jako Equinor, zdecydowały się na strategiczne przesunięcie w kierunku inwestycji w odnawialne źródła energii. Ten globalny kierunek zmian znajduje swoje odzwierciedlenie również w międzynarodowych konwencjach i porozumieniach, które narzucają nowe standardy i cele w zakresie zrównoważonego rozwoju energetycznego.

Swoistym *signum temporis* stały się raporty roczne i sprawozdania spółek energetycznych, które ewoluowały w odpowiedzi na te zmiany. Obecnie, zamiast koncentrować się jak niegdyś na danych dotyczących stanu zasobów naturalnych surowców energetycznych, coraz częściej przedstawiają informacje dotyczące produkcji energii pierwotnej i roli OZE w jej pozyskiwaniu. Jest to wyrazem nowego paradygmatu, w którym nacisk kładzie się na transformację w kierunku pełnej dekarbonizacji, eliminując poszczególne paliwa kopalne w porządku właściwym zwartości w nich węgla jako pierwiastka, co wynika m.in. z przypisania ditlenkowi węgla pochodzenia antropogenicznego szczególnej odpowiedzialności za globalne ocieplenie, a także dążenia do zrównoważonej gospodarki energetycznej, zgodnej z założeniami polityki klimatycznej. Ten proces jest wynikiem presji ze strony międzynarodowych instytucji oraz wewnętrznych regulacji, które zmuszają państwa i przedsiębiorstwa do dostosowania się do nowych realiów rynkowych i środowiskowych.

Wpływ polityki na ekonomię sektora paliwowo-energetycznego zawsze był istotny, jednak współcześnie zyskał na intensywności. Historycznie, polityka determinowała obciążenia fiskalne oraz preferencje gospodarcze względem różnych nośników energii, kształtując rynki wewnętrzne. Obecnie zmiany mają charakter jakościowy i sprowadzają się do ograniczenia autonomii decyzyjnej krajowych gospodarek w obliczu międzynarodowych zobowiązań klimatycznych i środowiskowych. Polityka energetyczna, wcześniej skupiona na potrzebach wewnętrznych, podlega obecnie coraz większej harmonizacji na poziomie międzynarodowym, co redefiniuje priorytety i kierunki rozwoju tego sektora. Współczesne mechanizmy polityczne, sterowane globalnymi zobowiązaniami klimatycznymi, prowadzą do przekształceń w sektorze, które nie zawsze odzwierciedlają lokalne uwarunkowania gospodarcze. W efekcie transformacja energetyczna staje się narzędziem realizacji międzynarodowych

strategii, w których lokalne realia ekonomiczne, choć nadal istotne, stają się drugorzędne wobec nadrzędnych celów środowiskowych, co zmienia dynamikę rynków paliwowych i energetycznych na całym świecie.

Przyjęcie takiej drogi rozwoju w energetyce oznacza fundamentalne zmiany w krajowych politykach energetycznych, które niosą za sobą konieczność przebudowy dotychczasowych stosunków bilateralnych i multilateralnych. W przypadku importerów i eksporterów surowców, zmiany te mogą prowadzić do przetasowania ich pozycji na arenie międzynarodowej. Co istotne, zachodząca transformacja energetyczna nie zmniejszyła popytu na paliwa kopalne, a jedynie spowodowała wzrost zapotrzebowania na nie, co jest wynikiem globalizacji i rosnącej zamożności uboższych regionów świata. Te tendencje powodują wzrost konsumpcji, co zmienia krajobraz międzynarodowych relacji gospodarczych i politycznych, prowadząc do głębokich przekształceń geopolitycznych. W długoterminowej perspektywie kontynuacja transformacji energetycznej może prowadzić do rozluźnienia więzi między dostawcami surowców energetycznych a najlepiej rozwiniętymi państwami oraz zacieśnienia relacji z mniej zamożnymi regionami, zazwyczaj postkolonialnymi, które stają się nowymi partnerami handlowymi. Wysokie koszty inwestycji w nowoczesne technologie i rozwiązania zgodne z międzynarodowymi standardami często pozostają poza zasięgiem finansowym tych państw, co pogłębia ich zależność od zamożnych partnerów.

Ryzyko utrwalenia obecnego układu sił w globalnej polityce energetycznej należy uznać za znaczne. Charakterystycznym znakiem tego stanu jest niesłabnące zainteresowanie surowcami energetycznymi, zwłaszcza ropą naftową, zarówno jako środkiem tezauryzacji, jak i narzędziem spekulacyjnym. Utrzymujący się wysoki popyt na paliwa kopalne nieuchronnie prowadzi do napięć między ich konsumentami a zwolennikami dalszej realizacji polityki klimatycznej. Linia podziału na arenie międzynarodowej wyraźnie zarysowuje się między przedstawicielami regionów wysoko rozwiniętych a tymi, które aspirują do osiągnięcia ich poziomu. Podział ten nie ogranicza się wyłącznie do relacji między państwami, ale przenika również struktury społeczne każdego z nich. Jest on szczególnie widoczny tam, gdzie preferowane jest prośrodowiskowe podejście do polityki energetycznej, co na obecnym etapie rozwoju technologicznego wiąże się z wyższymi kosztami energii i paliw.

Polityka klimatyczna, skierowana na transformację energetyczną, spotyka się z oporem nie tylko ze strony państw, które opierają swoje gospodarki na paliwach kopalnych, lecz także społeczności, które odczuwają skutki wzrostu cen energii oraz obawiają się negatywnych skutków gospodarczych, takich jak spadek konkurencyjności krajowej produkcji. Istnieje wyraźna dyferencja między oczekiwaniami wobec transformacji energetycznej a realnymi prognozami sektorowymi na średni i długi okres, zwłaszcza jeśli chodzi o rolę OZE. Oczekiwanie niższych kosztów energii przy jednoczesnej konieczności realizacji kosztownych inwestycji w nowe technologie jest nieuzasadnione. Polityczne deklaracje dotyczące niemal darmowej produkcji energii elektrycznej nie mają pokrycia w rzeczywistości i są wynikiem błędnego przeświadczenia o łatwości osiągnięcia takiego celu.

Rodzi to kolejne poważne konsekwencje w postaci trudności w harmonizacji celów ekonomicznych i społecznych z ochroną środowiska. Wynikają one, z jednej strony, z wyzwania, jakim jest utrzymanie systematycznego zaopatrzenia w energię elektryczną z niestabilnych źródeł wytwórczych przy niskiej cenie jednostkowej, co wiąże się z koniecznością ponoszenia znaczących nakładów na ich rozbudowę i modernizację sieci dystrybucyjnej, a z drugiej – z selektywnym i uznaniowym podejściem do zagrożeń dla środowiska naturalnego oraz polityki klimatycznej. Co istotne i warte podkreślenia w pierwszym wypadku, wydatki te nie kończą się, ponieważ postęp techniczny stale generuje nowsze, bardziej wydajne i efektywne rozwiązania. Trwanie przy starszych technologiach może prowadzić do potencjalnych strat i utraty konkurencyjności na rynku. Przekłada się to bezpośrednio na wyższe stawki dla konsumentów. Rządy niektórych państw, w tym Polski, starają się nie obciążać bezpośrednio obywateli tymi kosztami, co jednak wiąże się z wyższym poziomem opodatkowania.

Poważnym mankamentem polityki energetycznej państwa jest przedkładanie racji pozaekonomicznych nad bilans zysków i strat. Międzynarodowe porozumienia czy rządowe kontrakty w odmiennych obszarach, takich jak bezpieczeństwo narodowe czy obronność kraju, wpływają na dobór źródeł mocy wytwórczych. Energetyka i kierunki jej rozwoju stają się zakładnikami sojuszy, które nie są bezpośrednio związane z tym sektorem. Traktowanie go jako formy benefitu niesie trwałe konsekwencje gospodarcze. Problem ten jest poważny i dotyczy również Polski.

Wyraźny brak narzędzi do oceny rentowności sprzyja jego narastaniu. Publiczne debaty ekspertów medialnych przesłaniają rzeczywiste procesy decyzyjne. Dlatego w ramach prowadzonych badań zostały wypracowane i zaprezentowane w niniejszej monografii algorytmy dotyczące kosztów kapitałowych i operacyjnych, które pozwalają na bardziej obiektywną ocenę. Mogą one znaleźć zastosowanie zarówno w strategicznych decyzjach państwowych, dotyczących budowy nowych źródeł wytwórczych, jak i w ocenie rentowności mniejszych przedsięwzięć związanych z energetyką prosumencką, np. w kontekście subwencjonowania lub dotowania ich przez rząd.

Ich utylitaryzm i znaczenie wynikają także z prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce i na świecie. Oznacza to kolejne inwestycje w moce wytwórcze, a wraz z nimi spoczywający na polityce energetycznej dobór nośników, z których energia będzie wytwarzana. Kwestia deficytu będzie na tym polu najbardziej widoczna, jednakże znajdzie swoje odzwierciedlenie w przypadku każdego z kopalnych surowców energetycznych. Obecnie w Polsce i Europie stan ten najsilniej odczuwalny jest w przypadku gazu ziemnego. Przewidywany jako paliwo transformacji energetycznej, ze względu na najmniej inwazyjny dla środowiska proces jego spalania, stał się produktem trudnodostępnym. Embarga nałożone na największego dysponenta rezerw i eksportera – Federację Rosyjską – zredukowały skalę jego wykorzystania znacząco poniżej koniecznego dla gospodarki minimum. Ich uzupełnieniu nie służą także sankcje nałożone na Iran, który pozostaje drugim co do wielkości potentatem na tym polu. Konsekwencje tego odczuwalne są w Polsce w postaci podwyżek cen i spadku konsumpcji. Mają również wpływ na sektor budownictwa, czego wyrazem jest brak rozbudowy infrastruktury przyłączeniowej oraz brak zabezpieczenia nowo oddawanych nieruchomości w gaz jako źródło pozyskiwania ciepła. Jest to ogromna przeszkoda w realizacji celów klimatycznych i polityki energetycznej ukierunkowanej na ochronę środowiska naturalnego.

Nie ma możliwości zastąpienia gazu ziemnego jako paliwa okresu transformacji energetycznej. Wynika to z jego właściwości fizykochemicznych, które dzięki korzystnej proporcji wodoru do węgla czynią go nośnikiem energii najbliższym idei dekarbonizacji. Konieczność dysponowania stabilnym źródłem zasilania mocy wytwórczych wynika, jak

wykazano, z jednej strony z ograniczeń, jakie dla systemu niesie masowe wykorzystanie energetyki słonecznej i wiatrowej, a z drugiej – z trudności w magazynowaniu tej energii. Technologie wodorowe są ogromną nadzieją, ale jednocześnie wyzwaniem. Biorąc pod uwagę koszt uzyskania wodoru w procesie reformingu czy elektrolizy, jest to jednak bardzo odległa perspektywa. Analizując bilans energetyczny, czyli stosunek energii włożonej do odzyskanej, nawet w najnowocześniejszych technologiach straty przekraczają 50%. Wykorzystanie wodoru w praktyce, np. w transporcie czy produkcji energii, jest możliwe tylko dzięki decyzjom politycznym i finansowaniu, bez którego działania te nie miałyby żadnego uzasadnienia ekonomicznego. Idealistyczne wizje, w których nadwyżka energii elektrycznej w szczytowych godzinach aktywności instalacji fotowoltaicznych i wiatrowych miałaby być magazynowana w postaci wodoru, mogą być postrzegane jako pewne rozwiązanie problemu. W rzeczywistości jest to jednak program polityczny, który trudno pogodzić z racjonalnym zarządzaniem energią elektryczną. Ocena efektywności wodoru jako magazynu energii znacząco ustępuje innym technologiom magazynowania. Próby przypisania takiej funkcji energetyce jądrowej w celu uzasadnienia inwestycji w nią jedynie podkreślają całkowitą zależność sektora od decyzji politycznych.

Kwestia subsydiowania, czyli wsparcia rządowego dla określonego rodzaju nośnika energii, nie jest ani nigdy nie była zarezerwowana wyłącznie dla OZE. Wiele nowoczesnych gospodarek, dążąc do transformacji energetycznej oraz podkreślając potrzebę dekarbonizacji, kieruje pomoc finansową również na utrzymanie, a nawet zwiększanie wydobywania węgla. Wynika to z konieczności posiadania potencjału, który zapewnia stabilną pracę systemu energetycznego, a jednocześnie koszty takiego wsparcia są często niższe niż subsydiowanie OZE, przy porównywalnych rezultatach w zakresie wielkości dostaw energii. Subsydiowanie węgla, mimo negatywnych konsekwencji dla środowiska, pozostaje dla wielu państw kluczowym elementem w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, szczególnie w okresach szczytowego zapotrzebowania, kiedy zależne od uwarunkowań pogodowych fotowoltaika czy energetyka wiatrowa nie mogą w pełni pokryć potrzeb.

Przy utrzymującym się i prognozowanym kursie politycznym tego rodzaju wsparcie można postrzegać jako krótkoterminowe rozwiązanie,

mające na celu złagodzenie skutków przejścia na bardziej ekologiczne źródła energii. W dłuższej perspektywie rządy muszą balansować między potrzebą stabilności dostaw energii a wymaganiami międzynarodowych porozumień klimatycznych, co rodzi trudności w wyborze odpowiednich nośników energii oraz mechanizmów subsydiowania.

Wycofywanie się z paliw kopalnych nie jest, co warto podkreślić, wynikiem zagrożenia wyczerpania zasobów naturalnych i wynikającego z tego wzrostu cen. Proces ten ma charakter polityczny i stanowi realizację wcześniej opracowanego programu. Dynamika, w której się odbywa, jest determinowana przez te same pozaekonomiczne czynniki. Oddziaływanie mechanizmów rynkowych jest w tym kontekście wyraźnie marginalizowane, co niesie za sobą poważne konsekwencje gospodarcze zarówno na poziomie krajowym, jak i międzynarodowym. Wymogi inwestycyjne w odnawialne źródła energii oraz infrastrukturę przesyłową, przy jednoczesnym braku odpowiedniego potencjału kapitałowego na ich realizację, stanowią powszechny przykład dysfunkcji, które wynikają z decyzji podejmowanych poza strukturami rynkowymi.

Prognozowanie przyszłych trendów konsumpcji energii na podstawie historycznych danych staje się coraz bardziej wymagające. Jest to spowodowane koniecznością uwzględniania okoliczności o charakterze stricte politycznym, które nie są bezpośrednio związane z potrzebami konsumentów, lecz kształtują relacje popytowo-podażowe.

Państwa, w tym te należące do G8, czerpią ogromne dochody z sektora energetycznego, szczególnie z opłat skarbowych związanych ze sprzedażą produktów naftowych na rynku wewnętrznym. Zyski te są wyższe niż przychody, jakie OPEC generuje z eksportu ropy naftowej. Największe gospodarki światowe nie są wyjątkiem, lecz normą w tym zakresie. W przypadku Polski oraz innych członków Unii Europejskiej sytuacja wygląda podobnie. Polityka energetyczna stała się narzędziem generowania dochodów budżetowych, a stwierdzenia sugerujące, że funkcja ta ma priorytetowy charakter, znajdują solidne uzasadnienie. Dotyczy to wszystkich gałęzi energetyki, w tym także sektora elektroenergetycznego, który rozwija się najszybciej i jest postrzegany jako najbardziej perspektywiczny.

Fiskalny wymiar współczesnej energetyki jest postrzegany w sposób niejednoznaczny. Traktowanie go jako efektywnego i stosunkowo spr-

wiedliwego społecznie źródła dochodów budżetowych budzi niekiedy sprzeciw. Coraz większą popularność zyskuje koncepcja systemów off-grid, wspierana przez obniżające się koszty inwestycyjne w OZE. Zjawisko to pośrednio odzwierciedla obawy związane z wpływem państwowej kontroli nad sektorem energetycznym na poczucie wolności i swobód obywatelskich. Rozwój nowoczesnych technologii zarządzania energią, cyfryzacja poboru danych oraz rosnąca precyzja urządzeń pomiarowych wzbudzają i uprawdopodobniają obawy dotyczące ochrony danych osobowych obywateli.

Rozpowszechnienie OZE, a także wzrost ich znaczenia w kontekście produkcji energii elektrycznej, rodzi pytania o zasadność utrzymywania scentralizowanego systemu elektroenergetycznego. Energetyka rozproszona staje się realną alternatywą. Kluczową kwestią pozostaje zachowanie kontroli nad tym systemem przez państwo, co jest poniekąd korzystne z perspektywy interesu publicznego, ale niekoniecznie sprzyja dobrostanowi konsumentów. Skuteczność rozwiązań opartych na mikrogeneracji oraz tzw. systemach wyspowych została potwierdzona w krajach Ameryki Południowej i innych regionach świata.

W świetle omówionych wyników, hipoteza główna, zgodnie z którą zastosowanie kryterium kosztowego jako jednego z kluczowych czynników w polityce energetycznej, wraz z promowaniem innowacyjnych rozwiązań opartych na nowych technologiach, może stworzyć synergiczne podejście, które pozwoli Polsce i innym państwom skutecznie stawić czoła wyzwaniom związanym z zapewnieniem bezpiecznego, efektywnego i zrównoważonego dostępu do energii przy jednoczesnym ograniczeniu negatywnego wpływu na środowisko, znajduje swoje potwierdzenie. Dotyczy to jednak głównie sfery biznesowej. W kontekście państw i prowadzonej polityki energetycznej, realizacja tego pozostaje bardziej teoretyczna niż praktyczna, co wynika z kadencyjności władz w systemach demokratycznych oraz różnic w podejściu do zasobów finansowych, a także mniejszego nacisku na rentowność.

Podobna sytuacja dotyczy pozostałych hipotez pomocniczych. Istniejące podejścia do polityki energetycznej w Polsce i na świecie, mimo wspólnych nadrzędnych celów, różnią się w zależności od partykularnych czynników, co znalazło swoje odzwierciedlenie w badaniach. Dywersyfikacja ta wynika z takich okoliczności jak działalność rządów, sytuacja

gospodarcza oraz uwarunkowania środowiskowe. Reakcje rynku energii na zmiany w polityce energetycznej, w tym identyfikacja potencjalnych napięć między celami ekonomicznymi a środowiskowymi, uznane zostały za nieuniknione, co potwierdza wzrost notowań paliw o mniejszej szkodliwości dla środowiska. Na obecnym poziomie rozwoju warto wyeksponować wynikający z prowadzonych dociekań negatywny wpływ polityki wsparcia dla OZE oraz subsydiów dla paliw kopalnych, które zaburzają rynek, wprowadzając rozwiązania często pozbawione ekonomicznego uzasadnienia.

Relacje między oczekiwaniami społecznymi wobec transformacji energetycznej a prognozami sektorowymi wpływają na realizację polityki energetycznej, zwłaszcza w kontekście roli OZE. Harmonizacja celów ekonomicznych, społecznych i środowiskowych pozostaje i będzie kluczowa dla oceny efektywności prowadzonej polityki.

Bibliografia

Akty prawne

- Council Directive 2003/96/EC, of 27 October 2003, restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity.
- Directive 2001/77/EC of European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market (Official Journal of the European Communities. L.283/33).
- Federal Power Act, <https://www.thecre.com/fedlaw/legal12q/fedpowr.htm> [dostęp: 11.09.2024].
- McFarland Ch.K., *The Federal Government and Water Power, 1901–1913*, “A Legislative Study in the Nascence of Regulation, Land Economics” Nov. 1966, Vol. 42, No. 4.
- On digital assets in the Republic of Kazakhstan, Law of the Republic of Kazakhstan №. 193-VII LRK of February 6, 2023, <https://adilet.zan.kz/eng/docs/Z2300000193> dostęp 23.02.2023.
- Pomoc dla roślin energetycznych – Rozporządzenie Rady (WE) Nr 1782/2003 z 29.09.2003 r. ustanawiające wspólne zasady dla systemów wsparcia bezpośredniego w ramach wspólnej polityki rolnej i ustanawiające określone systemy wsparcia dla rolników oraz zmieniające rozporządzenia (EWG) nr 2019/93, (WE) nr 1452/2001, (WE) nr 1453/2001, (WE) nr 1454/2001, (WE) nr 1868/94, (WE) nr 1251/1999, (WE) nr 1254/1999, (WE) nr 1673/2000, (EWG) nr 2358/71 i (WE) nr 2529/2001 (Dz. Urz. L 270 z 21.10.2003 r., s. 1, z późn. zm.).
- Porozumienie między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej, sporządzone w Warszawie dnia 25 sierpnia 1993 roku, <https://www.infor.pl/akt-prawny/MPO.2011.046.0000512,porozumienie-miedzy-rzadem-rzeczypospolitej-polskiej-a-rzadem-federacji-rosyjskiej-o-budowie-systemu-gazociagow-dla-tranzytu-gazu-rosyjskiego-przez-terytorium-rzeczypospolitej-polskiej-i-dostawach-gaz.html> [dostęp: 20.10.2024].
- Protokół między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej w sprawie przedsięwzięć organizacyjnych zmierzających do zapewnienia realiza-

- cji Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 roku, podpisany w Warszawie dnia 18 lutego 1995 r. (M.P. 2011 Nr 46, poz. 514), <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20110460514> [dostęp: 20.10.2024].
- Rozporządzenie Komisji (WE) nr 796/2004 z 21.04.2004 r. ustanawiające szczegółowe zasady wdrażania wzajemnej zgodności, modulacji oraz zintegrowanego systemu administracji i kontroli przewidzianych w rozporządzeniu Rady (WE) nr 1782/2003, ustanawiające wspólne zasady dla systemów pomocy bezpośredniej w zakresie wspólnej polityki rolnej oraz określonych systemów wsparcia dla rolników (Dz. Urz. L 141 z 30.04.2004 r.).
- Rozporządzenie Komisji (WE) nr 1973/2004 z 29.10.2004 r. w sprawie ustanowienia szczegółowych zasad zastosowania rozporządzenia Komisji (WE) nr 1782/2003 w sprawie systemów wsparcia przewidzianych w tytułach IV i IVa tego rozporządzenia oraz wykorzystania gruntów zarezerwowanych do produkcji surowców (Dz. Urz. L 345 z 20.11.2004 r.).
- Rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi z 17 sierpnia 2005 r. w sprawie szczegółowych warunków i trybu udzielania dopłat z tytułu prowadzenia plantacji wierzby (*Salix sp.*) lub róży bezkolcowej (*Rosa multiflora var.*) wykorzystywanych na cele energetyczne oraz procentowego wskaźnika kontroli producentów rolnych prowadzących te plantacje (Dz. U. 2005 Nr 159, poz. 1338).
- The Energy Policy and Conservation Act (P.L. 94-163, 42 U.S.C. 6201), 1 Wm. & Mary Envtl. L. & Pol'y Rev. 2 (1976), <https://scholarship.law.wm.edu/wmelpr/vol1/iss2/3> [dostęp: 21.12.2024].
- Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. 2011 Nr 163, poz. 981).
- Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. 2016 poz. 961).
- Ustawa z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2021 poz. 2376).
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2015 poz. 478).
- Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2019 poz. 1524).
- Ustawa z dnia 16 lipca 2020 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2020 poz. 1503).
- Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (Dz. U. 2022 poz. 2243).

Raporty i opracowania statystyczne

- Boguszewski R., Herudziński T., *Ubóstwo energetyczne w Polsce*, Warszawa 2018.
- BP Energy Outlook 2019.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2010.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2011.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2012.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2013.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2014.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2015.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2016.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2017.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2018.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2019.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2020.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2021.
- BP Statistical Review of World Energy, July 2022.
- Crude Oil Pipeline Transportation Market: Global Industry Analysis, Trends, Size, Share, Growth Factors, Overview, Opportunity Assessment & Market Forecast 2017–2025.
- Cztery oblicza ubóstwa energetycznego. Polskie gospodarstwa domowe w czasie kryzysu 2021–2023, <https://odpowiedzialnybiznes.pl/publikacje/cztery-oblicza-ubostwa-energetycznego-polskie-gospodarstwa-domowe-w-czasie-kryzysu-2021-2023/?cn-reloaded=1> [dostęp: 04.11.2024].
- Frankowski J., Mazurkiewicz J., Sokołowski J., *Efekty dystrybucyjne opodatkowania emisji w Polsce*, IBS Research Report 02/2023, Warszawa 2023.
- Geological and geographical distribution of coalfields of India, http://www.geologydata.info/coal_03.htm [dostęp: 11.09.2024].
- International Gas Union, World LNG report – 2021 Edition.
- International Gas Union, World LNG Report 2017*.
- International Gas Union, World LNG Report 2017, https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf [dostęp: 11.02.2020].
- Kwiatkiewicz P., *Gaz ziemny w Polsce: konsumpcja i zaopatrzenie. Polityka gospodarcza – ekonomia – bezpieczeństwo. Raport analityczny*, Poznań 2023.
- Lipiński K., Juszczak A., *Cztery oblicza ubóstwa energetycznego. Polskie gospodarstwa domowe w czasie kryzysu 2021–2023*, Warszawa 2023.
- OPEC, Who Gets What from Imported Oil, 06/2008 Vienna.
- Quarterly report On European gas markets, https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-01/Quarterly%20report%20on%20European%20gas%20markets%20Q3_FINAL.pdf
- Raimi D., *Decommissioning US power plants. Decisions, costs, and key issues. Resources for the Future (RFF)*, Report, 2017.
- Raport Biogaz i biometan w Polsce 2024.

- Schneider M., Froggatt A., *World Nuclear Industry Status Report 2018*, <https://www.worldnuclearreport.org/The-World-Nuclear-Industry-Status-Report-2018-HT-ML.html#constructiontimes> [dostęp: 11.09.2023].
- Share of renewable energy consumption in transport, https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/share-of-renewable-energy-consumption-1#tab-chart_1 [dostęp: 29.12.2024].
- Sokołowski J., Frankowski J., Mazurkiewicz J., Antosiewicz M., Lewandowski P., *Dekarbonizacja i zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w Polsce*, IBS Research Report 01/2021, Warszawa 2021.
- Statistical Review of World Energy 2023.
- Statistical Review of World Energy 2024.
- W kierunku nowoczesnej polityki energetycznej. Energia elektryczna*, M. Swora (red.), Warszawa 2014.
- World LNG Raport 2024, <https://www.igu.org/resources/2024-world-lng-report/> [dostęp: 22.10.2024].
- World Nuclear Industry Status Report, 2019, <https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnisr2019-v2-hr.pdf> [dostęp: 11.09.2023].

Monografie

- Biomasa leśna na cele energetyczne*, P. Gołos, A. Kaliszewski (red.), Sękocin Stary 2013.
- Brown L., *Environmental Standards and Regulatory Changes in the Energy Sector*, Cambridge 2018.
- Drożdż W., *Infrastruktura transportu przesyłowego jako element polityki bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej*, Szczecin 2013.
- Ekonomia i zarządzanie energią a rozwój gospodarczy*, K. Pająk, A. Ziomek, S. Zwierzchlewski (red.), Toruń 2013.
- Encyklopedia globalnego zarządzania ekologicznego i energetycznego*, M. Rewizorski (red.), Poznań 2018.
- Energetyka odnawialna wizytówką nowoczesnej gospodarki*, Z. Brodziński, M. Kramarz, M.R. Sławomirski (red.), Toruń 2009.
- Energetyka solarna*, P. Kwiatkiewicz (red.), Poznań 2017.
- Energetyka w czasach politycznej niestabilności*, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2015.
- Energetyka w odślonach: Ochrona środowiska – Logistyka – OZE – Technika – Finanse – Bezpieczeństwo*, B. Ćwiek, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2016.
- Energetyka wiatrowa w wybranych aspektach*, J. Maj, P. Kwiatkiewicz (red.), Poznań 2016.

- Energetyka: wyzwania prawno-instytucjonalne*, M. Minta, W. Śledzik (red.), Poznań 2016.
- Energia w czasach kryzysu*, K. Kuciński (red.), Warszawa 2006.
- Fattouh B., *An Anatomy of the Crude Oil Pricing System*, Oxford 2001.
- Fruzyński A., *Zarys dziejów górnictwa węgla kamiennego w Polsce*, Zabrze 2012.
- Gacek Ł., *Cywilizacja ekologiczna i transformacja energetyczna w Chinach*, Poznań 2020.
- Gacek Ł., *Zielona energia w Chinach. Zrównoważony rozwój – ochrona środowiska. Gospodarka niskoemisyjna*, Kraków 2015.
- Goldlust R., *Going Off-Grid: A History of Power, Protest and the Environment in Australia 1890–2016*, Diss. La Trobe, 2019.
- Goryl W., Szubel M., *Drewno w energetyce*, Poznań 2017.
- Górska A., *Unia Europejska wobec problemu ubóstwa energetycznego w wybranych państwach członkowskich*, Poznań 2019.
- Grzybek A., Kuś J., Mańka S., Matyka M., Pawlak J., Zalewska A., Seremak-Bulge J.A., *Odnawialne Źródła Energii. Ekspertyza dotycząca ekonomicznych uwarunkowań rozwoju poszczególnych rodzajów odnawialnych źródeł energii na obszarach wiejskich oraz ich wpływ na poprawę opłacalności produkcji rolnej w Polsce w kontekście WPR*, Warszawa 2012.
- Inżynieria bezpieczeństwa obiektów antropogenicznych*, A. Barylka (red.), Warszawa 2018.
- Korzystanie z zasobów środowiska*, B. Rakoczy, M. Szalewska, K. Karpus (red.), Toruń 2014.
- Kotelska J., Lis M., *Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego w Polsce w perspektywie oceny interesariuszy*, Dąbrowa Górnicza 2022.
- Koźmiński A., *Odnawialne źródła energii w polityce energetycznej Rzeczypospolitej Polskiej. Casus polityki rolnej w latach 2004–2019*, Zielona Góra 2023 (maszynopis rozprawy doktorskiej).
- Książkowski K.M., *Bezpieczeństwo ekonomiczne*, Warszawa 2011.
- Kwiatkiewicz P., *Energetyka i jej przyszłość w państwach Kaukazu Południowego a stosunki międzynarodowe w regionie*, Poznań 2021.
- Kwiatkiewicz P., Żak M., *Polityka energetyczna Polski: casus sektora elektroenergetycznego wyzwania i prognozy*, Poznań 2025 (maszynopis przekazany Wydawcy).
- Kwiatkiewicz P., *Przemiany polityczne w Azerbejdżanie. Od republiki radzieckiej do współczesnego państwa*, Poznań 2018.
- Łaskawiec J.M., *Analiza bezpieczeństwa w obszarze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, studium przypadków*, Wrocław 2016.
- Meadows D.H., Meadows D.L., Randers J., Behrens III W.W., *The Limits to Growth, A Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind*, New York 1972.
- Michot Foss M., *Introduction to LNG. An Overview on Liquefied Natural Gas (LNG), its Properties, the LNG Industry and Safety Considerations*, Houston 2012.
- Mirowski T., Mokrzycki E., Ney R., *Energetyka wiatrowa – stan obecny i perspektywy rozwoju*, Kraków 2015.

- Młynarski T., Tarnawski M., *Źródła energii i ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w XXI wieku*, Warszawa 2016.
- Mrozowska S., *Polityka energetyczna Unii Europejskiej. Między strategią, lobbieniem a partycypacją*, Kraków 2016.
- Odnawialne źródła energii w Polsce. Wybrane problemy bezpieczeństwa, polityki i administracji*, K. Książkowski, K. Pronińska, A. Sulowska (red.), Warszawa 2013.
- Odnawialne źródła energii*, M. Wichliński (red.), Częstochowa 2021.
- Ozdemir E., *Living Off-Grid. A Study of Sustainable Transformations Across Practical, Political, and Personal Spheres*, Lund 2024.
- Pająk K., Mazurkiewicz J., *Gospodarka niskoemisyjna uwarunkowania i wyzwania*, Toruń 2014.
- Popczyk J., *Energetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*, Warszawa 2011.
- Praktyka ochrony środowiska*, A. Lesiuk (red.), Lublin 2015.
- Raghunath H.M., *Hydrology: principles, analysis, and design*, New Delhi 2009.
- Rola niekonwencjonalnych źródeł energii w ochronie środowiska i intensyfikacji upraw warzywnych*, C. Rosik-Dulewska (red.), Zabrze 2003.
- Rosicki R., *Kultury energetyczne Unii Europejskiej*, Poznań 2018.
- Sathyajith M., *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*, Berlin–Heidelberg, 2006.
- Shepherd W., Li Z., *Electricity Generation Using Wind Power*, Singapore 2011.
- Skarżyński M., *Terminale LNG w polityce energetycznej państw nadbałtyckich Unii Europejskiej*, Poznań 2018.
- Skrypt z zakresu energetyki, ochrony powietrza i emisji z pojazdów*, J. Zyś, W. Suwała, (red.), Kraków 2016.
- Struś M.S., *Ocena wpływu biopaliw na wybrane właściwości eksploatacyjne silników o zapłonie samoczynnym*, Wrocław 2012.
- The Coal Handbook, Woodhead Publishing, 2023.
- Vannini P., Taggart J., *Off the grid: re-assembling domestic life*, Routledge, 2014.
- Wasiuta A., *Ekonomiczne uwarunkowania rozwoju energetyki wiatrowej*, Warszawa 2014.
- Wojcieszak Ł., *Towarowa giełda energii jako instrument liberalizacji rynku gazu w Polsce*, Poznań 2017.
- Współczesne wyzwania zarządzania samorządem lokalnym*, M. Czopek, J. Walczak (red.), Poznań 2024.
- Za pięć dwunasta koniec świata. Kryzys klimatyczno-ekologiczny głosem wielu nauk*, K. Jasikowska, M. Pałasz (red.), Kraków 2022.
- Zajdler R., Hara T., Staniłko J., *Formuły cenowe w kontraktach długoterminowych na dostawę gazu do Unii Europejskiej*, Warszawa 2012
- Zrównoważony rozwój – wyzwania globalne*, P. Trzepacz (red.), Kraków 2012.
- Каманин П., *Скрытый космос. 1964–1967 гг.*, т. 2, Москва 1997.
- Мастер М., *Электроэнергетика. Строители России. XX век*, Москва 2003.

Monografie online

- Cebula M., Ciężak K., Żurek R., *Zrzut wód z otwartych systemów chłodzenia elektro-wni i elektrociepłowni. Omówienie aspektów prawnych i wpływu na zasoby wodne oszacowanego na podstawie monitoringu wybranych obiektów energetycznych*, Warszawa 2023, <https://aktywniobywatele.org.pl/wp-content/uploads/2022/10/Zrzut-wod-z-otwartych-systemow-chlodzenia-elektrowni-i-elektrociepowni.pdf> [dostęp: 31.10.2024].
- Crockford S., *Survivalists and preppers*. Critical Dictionary of Apocalyptic and Millenarian Movements 2021, <https://www.cdamm.org/articles/survivalists-and-preppers> [dostęp: 1.11.2024].
- Czyżak P., Wrona A., *Brakujący element układanki. Rozważania o bezpieczeństwie energetycznym*, Warszawa 2021, <https://instrat.pl/wp-content/uploads/2021/12/Instrat-Brakujacy-element-ukladanki.pdf> [dostęp: 02.12.2024].
- Davis T.B., *Surviving Off Grid: The Ultimate Survival Guide to Off-Grid Living: No Grid Survival A Comprehensive Guide to Surviving in the Wilderness*, 2023, https://www.amazon.co.uk/s?k=off+grid+books&crd=1CYU5N6SZWANK&spr efix=off+grid+books%2Caps%2C102&ref=nb_sb_noss_1 [dostęp: 31.10.2024].
- Nuclear power plant life management and longer-term operation, Paris 2006, <https://www.loc.gov/resource/gdcebookspublic.2021762936/?st=pdf&pdfPage=15> [dostęp: 11.09.2023].
- Pasierb S., Liszka S., Wojtuelwicz J., Osicki A., Bogacki M., Kukla P., Zieliński T., *Energooszczędny sprzęt i urządzenia w domu, w biurze, w firmie. Jak wybrać, kupić i eksploatować. Poradnik*, https://www.researchgate.net/profile/Szymon-Liszka-2/publication/237300461_Energooszczedny_sprzet_i_urzadzenia_w_domu_w_biurze_w_firmie_Jak_wybrac_kupic_i_eksploatowac_Poradnik/links/560e36c108ae6cf681543eea/Energooszczedny-sprzet-i-urzadzenia-w-domu-w-biurze-w-firmie-Jak-wybrac-kupic-i-eksploatowac-Poradnik.pdf
- Tobey R.C., *Technology as Freedom The New Deal and the Electrical Modernization of the American Home*, California 1997, <http://ark.cdlib.org/ark:/13030/ft-5v19n9w0/> [dostęp: 12.11.2024].

Rozdziały w monografiach

- B. Rakoczy, *Pojęcie gospodarowania zasobami środowiska*, [w:] *Korzystanie z zasobów środowiska*, B. Rakoczy, M. Szalewska, K. Karpus (red.), Toruń 2014.
- Białas M., *Pomoc publiczna dla górnictwa węgla kamiennego w świetle nowej decyzji Rady Unii Europejskiej*. Materiały XXIII konferencji z cyklu Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej, Zakopane 2011.

- Czopek M., Ślebioda M., *Energooszczędność i odnawialne źródła energii w zadaniach realizowanych przez wybrane jednostki samorządu terytorialnego*, [w:] *Współczesne wyzwania zarządzania samorządem lokalnym*, Poznań 2024.
- Dach J., *Biometan tak. Ale czy już teraz?*, Raport Biogaz i biometan w Polsce 2024.
- Górka K., *Zasoby naturalne*, [w:] *Zrównoważony rozwój – wyzwania globalne*, P. Trzepacz (red.), Kraków 2012.
- Iwaskiewicz-Eggebrecht E., Łukasik P., *Utrata bioróżnorodności*, [w:] *Za pięć dwunasta koniec świata. Kryzys klimatyczno-ekologiczny głosem wielu nauk*, K. Jasińska, M. Pałasz (red.), Krajów 2022.
- Jabłoński M., *Konsekwencje wykorzystania drewna na cele energetyczne w świetle realizacji polityki klimatycznej*, [w:] *Biomasa leśna na cele energetyczne*, P. Gólos, A. Kaliszewski (red.), Sękocin Stary 2013.
- Jankiewicz S., *Rozwój gospodarczy a problemy branży energetycznej w Polsce*, [w:] *Energetyka w czasach politycznej niestabilności*, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2015.
- Kosiek T., *Zrównoważony rozwój – rozwiązanie czy ideologia?*, [w:] *Zrównoważony rozwój – wyzwania globalne*, P. Trzepacz (red.), Kraków 2012.
- Kwiatkiewicz P., *Od odkrycia zjawiska fotowoltaicznego po farmy solarne – zarys dziejów badań teoretycznych nad zjawiskiem fotowoltaicznym oraz jego praktycznym zastosowaniem. Studium historyczne*, [w:] *Energetyka solarna*, P. Kwiatkiewicz (red.), Poznań 2017.
- Mirek P., *Podstawy konwersji energii w elektrowniach szczytowo-pompowych*, [w:] *Odnawialne źródła energii*, M. Wichliński (red.), Częstochowa 2021.
- Niezgoda T., Miedzińska D., Sławiński G., *Energia z głębokich pokładów gorących suchych skał (HDR) do poprawy bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej Polski*, [w:] *Inżynieria bezpieczeństwa obiektów antropogenicznych*, A. Baryłka (red.), Warszawa 2018.
- Przybojewska I., *Miejsce celu środowiskowego w polityce energetycznej Unii Europejskiej*, [w:] *Energetyka w odśtonach: Ochrona środowiska – Logistyka – OZE – Technika – Finanse – Bezpieczeństwo*, B. Ćwiek, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2016.
- Rosik-Dulewska C., *Ciepło odpadowe wód zrzutowych z energetyki*, [w:] *Rola niekonwencjonalnych źródeł energii w ochronie środowiska i intensyfikacji upraw warzywnych*, C. Rosik-Dulewska (red.), Zabrze 2003.
- Ryczkowski J., *Energia i środowisko – nowoczesne technologie w przemyśle*, [w:] *Praktyka ochrony środowiska*, A. Lesiuk (red.), Lublin 2015.
- Szczerbowski R., *Wpływ uwarunkowań prawnych dotyczących ochrony środowiska na produkcję energii elektrycznej w Polsce*, [w:] *Energetyka: wyzwania prawno-instytucjonalne*, M. Minta, W. Śledzik (red.), Poznań 2016.
- Szulecki K., Szwed D., *Społeczne aspekty OZE: którą do energetycznej demokracji?*, [w:] *Odnawialne źródła energii w Polsce. Wybrane problemy bezpieczeństwa, polityki i administracji*, K. Książkowski, K. Pronińska, A. Sulowska (red.), Warszawa 2013.

- Trojanowska H., *Bezpieczeństwo energetyczne, znaczenie energetyki jądrowej*, [w:] *W kierunku nowoczesnej polityki energetycznej. Energia elektryczna*, M. Swora (red.), Warszawa 2014.
- Wollfi I., *Coal resources, production, and use in Indonesia*, [w:] *The Coal Handbook*. Woodhead Publishing, 2023.

Artykuły w periodykach naukowych

- Aguilar L.B., Campos H.M., Leyva I.R., Gutierrez H.L., Esquivel R.S., *Global Social and Economic Impact on The use of Biofuels and Recomendations for Sustainability*, „Global Journal of Research In Engineering Automotive Engineering” August 2011, Vol. 11, Issue 5.
- Alford T.J., *Off the grid: Facilitating the acquisition of microgrids for military installations to achieve energy security and sustainability*, “George Washington Journal of Energy & Environmental Law” 2017, Vol. 8, No. 2.
- Almeida A. de, Moura P., Quaresma N., *Energy-efficient off-grid systems*, “Energy Efficiency” 2020, 13/2.
- Andruszkiewicz M., *Wodór jako element dekarbonizacji gospodarki w świetle strategii wodorowej Unii Europejskiej i Polski*, „Nowa Energia” 2021, nr 3.
- Badyda K., Lewandowski J., *Perspektywy eksploatacji zasobów polskiej energetyki w uwarunkowaniach emisyjnych wynikających z regulacji unijnych*, „Energetyka” 2010, nr 12.
- Bartczak K., *Analiza korzyści i zagrożeń związanych ze stosowaniem w Polsce inteligentnych liczników energii elektrycznej*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2016, nr 1.
- Bartnik R., Hnydiuk-Stefan A., *Analiza ekonomiczna jednostkowych kosztów produkcji elektryczności w różnych technologiach jej wytwarzania*, „Energetyka” 2016, nr 5.
- Bartnikowska S., Olszewska A., Czeakała W., *Stan obecny przyłączeń instalacji OZE do systemu elektroenergetycznego*, „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal” 2017.
- Bartosik M., Kamrat W., Kaźmierkowski M., Lewandowski W., Maciej P., Peryt T., Skoczowski Z., Strupczewski A., *Magazynowanie energii elektrycznej i gospodarka wodorowa*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2016, nr 12.
- Bednorz J., *Polscy producenci węgla kamiennego w czasie kryzysu – lata 2013–2015*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN” 2015.
- Bielecki S., Szymańska D., Cieślak B., *Nowoczesne narzędzia bilansujące energię elektryczną w systemie – bezpośrednio magazyny energii i elektrownie wirtualne*, „Energetyka” 2016, nr 9.
- Bigda J., Burchart-Korol D., Porada S., *Mapa rozwiązań technologicznych procesów zgazowania węgla*, „Przegląd Górniczy” 2014, nr 11.

- Billewicz K., *Skuteczność DSR – między bodźcem a reakcją*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2012, nr 88/9a.
- Błażejowska M., Gostomczyk M., Gostomczyk W., *Warunki tworzenia i stan rozwoju spółdzielni i klastrów energetycznych w Polsce na tle doświadczeń niemieckich*, „Problems of World Agriculture/Problemy Rolnictwa Światowego” 2018, nr 18/2.
- Błądzka A., Urbaniaka M., Adamcio A., Sobczyk M., Demski S., Boczkowska A., Seidlitzd H., Köhlere M., *Ponowne wykorzystanie i recykling kompozytowych łopat turbin wiatrowych. Przegląd obecnych praktyk i perspektywy. Część I. Badania naukowe*, „Przemysł Chemiczny” 2024, nr 2.
- Borkowski D., Węgiel T., *Analiza sprawności toru przetwarzania energii małej elektrowni wodnej ze zintegrowaną turbiną pracującą przy zmiennej prędkości obrotowej*, „Maszyny Elektryczne: zeszyty problemowe” 2013.
- Burzyński D., Kasprzyk L., *Modelowanie pracy akumulatorów kwasowo-ołowiowych w stanach dynamicznych*, „Electrical Engineering” 2017.
- Butmankiewicz T., Dziugan P., Kantorek M., Karcz H., Wierzbicki K., *Czy właściwa jest termiczna utylizacja odpadów komunalnych na ruszcie?*, „Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska” 2012, nr 14(2).
- Ceran B., *Analiza energetyczna pracy układu instalacja fotowoltaiczna – elektrolizer przeznaczony do produkcji wodoru*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN” 2022, z. 110.
- Cholewiński M., Kamiński M., Pospolita W., *Zagrożenia dla zdrowia i życia człowieka wynikające ze stosowania wybranych paliw w indywidualnych instalacjach grzewczych*, „Kosmos – problemy nauk biologicznych” 2016, nr 4.
- Coutard O., Bothereau B., Tarr J., *History (and stories) of off-grid technologies: a re-appraisal*, „Flux” Janvier – Mars 2023, nr 131.
- Czeczko R., *Uprawy wybranych roślin energetycznych*, „Autobusy: technika, eksploatacja, systemy transportowe” 2012, t. 13, nr 10.
- Czerski G., Dziuk T., Porada S., *Możliwości wykorzystania technologii zgazowania węgla do wytwarzania energii, paliw i produktów chemicznych*, „Energy Policy Journal” 2014, t. 17, z. 4G.
- Dach J., Kowalczyk-Juśko A., *Biogazownie jako element dochodzenia do neutralności emisyjnej rolnictwa*, Raport Biogaz w Polsce 2022, Poznań 2023.
- Dawis L.W., *Prospects for Nuclear Power*, „Journal of Economic Perspectives” Winter 2012, Vol. 26, No. 1.
- Dąbrowski R., Dziuk M., *Ocena cyklu życia (LCA) w sektorze energetycznym*, „Pomiary Automatyka Kontrola” 2012.
- Demirbas A., *Political, economic and environmental impacts of biofuels: A review*, „Applied Energy” 2009, No. 86.
- Dołęga W., *Efektywność energetyczna w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego*, „Rynek Energii” 2014, nr 2.
- Dołęga W., *Funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej*, „Rynek Energii” 2018, nr 1.

- Dong Z., Luo F., Liang G., *Blockchain: a secure, decentralized, trusted cyber infrastructure solution for future energy systems*, "Journal of Modern Power Systems and Clean Energy" 2018, nr 6.
- Drożdż W., *Operator systemu dystrybucji w dobie wyzwań innowacyjnej energetyki*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi Polskiej Akademii Nauk” 2018.
- Du H., Huang P., Jones P., *Modular facade retrofit with renewable energy technologies: The definition and current status in Europe*, „Energy and Buildings” 2019, Vol. 205.
- Dzieża J., *Czy LCOE jest dobrą miarą rentowności inwestycji w energetyce?*, „Finanse, Rynki Finansowe, Ubezpieczenia” 2017, nr 89 (2).
- Filar B., Miziołek M., Kwilosz T., *Ocena kosztów produkcji wodoru z wykorzystaniem energii pochodzącej z instalacji fotowoltaicznej wybudowanej w Polsce*, „Nafta-Gaz” 2022.
- Gajdewski P., Gawel E., Gardziej K., Kluczyński B., Orłowski M., Hortizuela K., *Rynek produkcji drewna w Polsce i wybranych krajach UE – stan obecny i wyzwania przyszłości*, „Management Systems in Production Engineering” 2016, No. 1(21).
- Ganji N., Zishan F., Alayi R., Samadi H., Jahangiri M., Kumar R., Mohammadian A., *Designing and Sensitivity Analysis of an Off-Grid Hybrid Wind-Solar Power Plant with Diesel Generator and Battery Backup for the Rural Area in Iran*, “Hindawi Journal of Engineering”, Vol. 2022.
- Gawor L., *Wizja nowej wspólnoty ludzkiej w idei zrównoważonego rozwoju*, „Problemy Ekorozwoju” 2006, Vol. 1, No 2.
- Gierlotka S., *Wpływ dwutlenku węgla wytwarzanego z kopalni energetycznych na efekt cieplarniany – prawda i mity*, „Napędy i Sterowanie” 2020, nr 6.
- Górski K., Łukowski M., *Odnawialne Źródła Energii w zasilaniu wojskowych urządzeń elektronicznych małej mocy*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2022, nr 98/9.
- Grudziński Z., *Międzynarodowy rynek węgla energetycznego*, „Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN” 2017, nr 98.
- Gumuła S., Piaskowska M., *Rozważania na temat możliwości wpływu efektu cieplarnianego na zmianę parametrów klimatycznych atmosfery*, „Annales Academiae Paedagogicae Cracoviensis, Technica” 2008, II.
- Gumuła S., Piaskowska-Silarska M., *Odpady komunalne jako odnawialny surowiec energetyczny – problemy i uwarunkowania związane z jego wykorzystaniem*, „Polityka Energetyczna” 2010, nr 13/2.
- Gwiazdowicz M., Kowalczewski T., *Rola lasów w polityce klimatycznej*, „Studia BAS” 2012, nr 1.
- Hakala K., Kontturi M., Pahkala K., *Field Biomass as Global Energy Source*, „Agricultural and Food Science” 2009, Vol. 18, No. 3–4.
- Haman K., *Naturalne i antropogeniczne przyczyny zmian klimatu*, „Nauka” 2008, nr 1.
- Harjanne A., Korhonen J.M., *Abandoning the concept of renewable Energy*, „Energy Policy” 2019, Vol. 127.

- Hilmawan R., Yudaruddin R., Wahyuni Y.S., *Coal mining operations and its impact on sectoral and regional area: evidence of east Kalimantan, Indonesia*, "Journal of Indonesian Applied Economics" 2016, Vol. 6, No. 1.
- Hławiczka S., Kubica K., Zielonka U., Wilkosz K., *Właściwości emisji pyłu i metali ciężkich w procesie spalania węgla w paleniskach domowych*, „Archiwum Ochrony Środowiska” 2001, nr 2.
- Janczak P., Trzmiel G., *Charakterystyka instalacji fotowoltaicznych małej mocy w aspekcie ekonomicznym*, „Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering” 2015, nr 81.
- Jastrzębski P., Saługa P.W., *Innowacyjne metody magazynowania ciepła*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN” 2018, nr 105.
- Jędrusik M., Łuszkiewicz M., Świerczok D., Gostomczyk A., Kobyłańska-Pawlisz M., *Simultaneous removal of NO_x, SO₂, and Hg from flue gas in FGD absorber with oxidant injection (NaClO₂) – full-scale investigation*, "Journal of the Air & Waste Management Association" 2020, No. 6.
- Kaczocha W., Sikora J., *Aksjologiczne aspekty zrównoważonego rozwoju w ujęciu teoretycznym i empirycznym*, "Journal of Agribusiness and Rural Development" 2011, nr 1.
- Kalinowski W., Głodek E., *Rozwój energetyki odnawialnej w świetle dyrektywy 2009/28/WE*, „Prace Instytutu Szkła, Ceramiki, Materiałów Ogniotrwałych i Budowlanych” 2010, 3.
- Kamola-Cieślak M., *Bezpieczeństwo energetyczne Polski a sytuacja ekonomiczna Kompanii Węglowej SA po 2014 roku*, „Bezpieczeństwo. Teoria i Praktyka” 2016, t. 22, z. 1.
- Kaniuczak J., Nazarkiewicz M., Hajduk E., Gąsior J., Właśniewski S., *Geotermia a ochrona zasobów środowiska*, „Polish Journal for Sustainable Development” 2016, t. 20.
- Kaputa V., *Rynek materiałów drzewnych w Polsce*, „Intercathedra” 2004, 20.
- Karcz H., Kantorek M., *Pirolityczno-fluidalna technologia termicznej utylizacji odpadów*, „Piece Przemysłowe & Kotły” 2014, nr 1.
- Kaznowski R., Szafrowski D., *System elektroenergetyczny oparty o odnawialne źródła energii – możliwości i bariery rozwoju*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2023, 99.
- Kępińska B., *Energia geotermalna w Polsce – stan wykorzystania, perspektywy rozwoju. Technika poszukiwań geologicznych, geotermia, zrównoważony rozwój*, Kraków 2011, t. 50, z. 1–2.
- Koczan M., *Obszar transformacji górniczo-energetycznej w województwie łódzkim w kontekście wygaszania kompleksu energetycznego w Bełchatowie a zagadnienie sprawiedliwej transformacji*, „Środkowoeuropejskie Studia Polityczne” 2023.
- Kolasa P., Tokarski S., *Energetyka przemysłowa. Niezbędne rozwiązana legislacyjne*, „Nowa Energia” 2023.
- Kołodziej A., Jaroszyński M., *Biopaliwa: aspekty technologiczne, ekonomiczne i prawne*, „Prace Naukowe II Ch PAN” 2010, 14.

- Kosiek T., *Zrównoważony rozwój – rozwiązanie czy ideologia?*, „Zeszyty Naukowe. Organizacja i Zarządzanie/Politechnika Śląska” 2015, nr 85.
- Kosmadakis I.E., Elmasides C., *A sizing method for PV–battery–generator systems for off-grid applications based on the LCOE*, “Energies” 2021: 1988, 14/7.
- Kostecka-Jurczyk D., Marak K., *Spółdzielnie energetyczne i klastry energii jako formy energetyki obywatelskiej w Polsce*, „Studia Prawnoustrojowe” 2024, nr 63.
- Kotowicz J., *Stan i perspektywy rozwoju układów gazowo-parowych*, „Archiwum Energetyki” 2012, nr 1.
- Kott M., *Zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych dla wybranych krajów UE*, „Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej” 2015, nr 42.
- Kowalik K., *Kreowanie polityki informacyjnej władz samorządowych na tle zmieniającego się rynku mediów. Studium przypadku polskich miast*, „Studia Medioznawcze” 2024, 25.
- Krasowicz S., *Wykorzystanie produkcji roślinnej na cele energetyczne a rynek żywności w Polsce*, „Roczniki Naukowe Stowarzyszenia Ekonomistów Rolnictwa i Agrobiznesu” 2009, 11.2.
- Krasuska E., Rogulska M., *Biopaliwa w zrównoważonej biogospodarce*, „Studia Ecologiae et Bioethicae” 2017, t. 15, z. 3.
- Krotka K., Wala T., Brudziana P., *Urządzenia typu SCR-porównanie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji urządzeń. Cz. 1*, „Nowa Energia” 2010, 2.
- Krupanek B., Bogacz R., *Węzły końcowe systemów Internetu rzeczy*, „Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej” 2018, nr 59.
- Kulpa A., Jadamus H., *Wyniki eksploatacji palników niskoemisyjnych Nox ypu wirowego i strumieniowego w kotłach energetycznych*, „Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej. Seria: Energetyka” 1994, z. 121.
- Kwiatkiewicz P., *Konflikty zbrojne na Bliskim Wschodzie po II wojnie światowej i ich wpływ na ceny ropy naftowej*, „Gospodarka Materiałowa i Logistyka” 2010, nr 10.
- Kwiatkiewicz P., *Proobywatelski wymiar energetyki rozproszonej – casus fotowoltaiki*, „Zeszyty Naukowe. Organizacja i Zarządzanie/Politechnika Śląska” 2017.
- Kwiatkiewicz P., *Non-Market Price Determinants of Fossil Energy Raw Materials*, „Barometr Regionalny” 2024, t. 20, nr 1.
- Labandeira X., Labeaga J.M., López-Otero X., *A meta-analysis on the price elasticity of energy demand*, „Energy Policy” 2017, Vol. 102.
- Lelek Ł., Koneczna R., *Sposoby ograniczenia i instrumenty wsparcia redukcji emisji CO₂ w energetyce Małopolski*, „Polityka Energetyczna” 2012, nr 2.
- Lewandowski J., *Gaz ziemny*, „ACADEMIA – Magazyn Polskiej Akademii Nauk” 2021.
- Li Z., Jiang J., Ma Z., Fajardo O.A., Deng J., Duan L., *Influence of flue gas desulfurization (FGD) installations on emission characteristics of PM_{2.5} from coal-fired power plants equipped with selective catalytic reduction (SCR)*, “Environmental Pollution” November 2017.
- Ligus M., Słoński T., *Analiza ryzyka inwestycyjnego biogazowni rolniczej – studium przypadku*, „Studia Ekonomiczne” 2018, nr 366.

- Lorenz U., *Skutki spalania węgla kamiennego dla środowiska przyrodniczego i możliwości ich ograniczania*, „Mat. Szkoły Eksploatacji Podziemnej. Sympozja i Konferencje” 2005, 64.
- Lovell H., Watson P., *Scarce data: off-grid households in Australia*, “Energy Policy” 2019, 129.
- Lubośny Z., Dobrzyński K., Klucznik J., *Start-up of a power unit of a thermal power plant auxiliary system with supply from a hydropower plant*, “Acta Energetica” 2013, 3.
- Maciejewski Z., *Stan krajowego systemu elektroenergetycznego*, „Polityka Energetyczna” 2011, nr 14.
- Malec M., *Wpływy zmienności cen węgla kamiennego na rynkach światowych na zmienność cen paliw i energii elektrycznej w Polsce*, „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal” 2017, t. 20, z. 4.
- Marzec A., *Zmiany klimatu – Nowy raport Międzyrządowego Panelu ds. Zmian Klimatycznych (IPCC)*, „Polityka Energetyczna” 2007, 1.
- Mazur M., Partyka J., Marcewicz T., *Analiza zastosowania hybrydowego systemu zasilania odnawialnej energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej w budynkach mieszkalnych*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2016, nr 8.
- Michalak J., *Analiza porównawcza opłacalności inwestycji węglowych i jądrowych*, „Polityka Energetyczna” 2012, nr 15.
- Michalak J., *Wybrane aspekty oddziaływania elektrowni na środowisko*, „Przegląd Elektrotechniczny”, 90. 2014.
- Michalak J., *Wybrane metody wspomagające podejmowanie decyzji inwestycyjnych w energetyce*, „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 4.
- Mirowski T., Sornek K., *Potencjał energetyki prosumenckiej w Polsce na przykładzie mikroinstalacji fotowoltaicznych w budownictwie indywidualnym*, „Polityka Energetyczna” 2015, 18.
- Młynarski T., *Unia Europejska w procesie transformacji energetycznej*, „Krakowskie Studia Międzynarodowe” 2009, nr 1.
- Mohr S., Höök M., Mudd G., Evans G., *Projection of long-term paths for Australian coal production – Comparisons of four models*, “International Journal of Coal Geology”, 86(4), 2011.
- Mokwa M., *Przeplawki dla ryb na stopniach regulacyjnych potoków górskich*, „Infrastruktura i Ekologia Terenów Wiejskich” 2007, 4/2.
- Moskalik T., Nowacka W., Sadowski J., Zastocki D., *Rynek drewna energetycznego w Polsce jako element rozwoju regionalnego*, „Studia i Materiały Centrum Edukacji Przyrodniczo-Leśnej” 2012, 14(3 [32]).
- Motowidlak T., *Systemy rezerwy strategicznej w państwach członkowskich Unii Europejskiej*, „Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu” 2015, t. 65, nr 8.
- Mróz M., Mróz P., *Uwarunkowania rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce*, „Gospodarka i Finanse” 2017, 8.
- Naworyta W., *Środowiskowe zagrożenia wynikające z wdrożenia ekologicznych rozwiązań w energetyce*, „Bulletin of The Mineral & Energy Economy Research In-

- stitute of the Polish Academy of Sciences/Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi Polskiej Akademii Nauk” 2024, 112.
- Nowakowska P., Malciak M., *Zmiany w funkcjonowaniu i zasadach rozliczania fotowoltaiki*, „Nowa Energia” 2021, 5/6.
- Olszowiec P., *Problemy chłodzenia generatorów wielkiej mocy*, „Energetyka” 2006, nr 1.
- Pamuła A., *Taryfy i ceny jako narzędzia zarządzania popytem odbiorców energii*, „Acta Universitatis Lodzianensis. Folia Oeconomica” 2013, nr 287.
- Pangsy-Kania S., Wierzbička K., *Niezależność od importu surowców energetycznych jako kluczowy element bezpieczeństwa ekonomicznego państwa. Polska na tle krajów UE*, „Optimum. Economic Studies” 2022, nr 3 (109).
- Papierowska Z., Mykhno Y., *Bariera wprowadzenia paliwa wodorowego do powszechnego użycia ze szczególnym uwzględnieniem perspektywy Polski*, „Nasze Studia” 2023, 13.
- Paszkowski M., *Analiza implikacji zniesionego przez Stany Zjednoczone Ameryki zakazu eksportu ropy naftowej*, „Polityka Energetyczna” 2017, t. 20, z.1.
- Pawlak J., *Przewidywane skutki wykorzystania biomasy rolniczej na cele energetyczne*, „Problemy Inżynierii Rolniczej” 2014, 22.
- Pawłowski K., *Analiza porównawcza technologii wytwarzania wodoru*, „Gaz, Woda i Technika Sanitarna” 2023.
- Peng P., *Hub-and-spoke Structure: Characterizing the Global Crude Oil Transport Network with Mass Vessel Trajectories*, „Energy”, No. 168(1), 2019.
- Piecuch T., *Termiczna utylizacja odpadów*, „Rocznik Ochrona Środowiska” 2000, 2.
- Piekarski W., Zając G., *Możliwości wykorzystania biopaliw płynnych do zasilania silników spalinowych*, „Autobusy – technika, eksploatacja, systemy transportowe” 2011, nr 10.
- Piotrowski A.J., *Drabina integracji w stabilizacji systemu energetyki rozproszonej*, „Energetyka Rozproszona”, (5–6), 2021.
- Podkówka Z., Podkówka W., *Krowa „biologiczna” produkuje mleko, a „betonowa” biogaz*, „Przegląd Hodowlany” 2011, nr 9.
- Podsiadło P., *Pomoc publiczna dla sektora górnictwa węgla w Unii Europejskiej – nowe wyzwania?*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu” 2011, z. 166.
- Podskrobko S., Łach J., Król D., *Innowacyjna technologia spalania paliw stałych. Konceptje konstrukcji niskoemisyjnych rusztów retortowych*, „Energetyka” 2010, 11.
- Polniak Ł., *Bezpieczeństwo energetyczne państwa w programach polskich partii politycznych*, „Nauki Społeczne” 2012, nr 2.
- Rafał K., Grabowski P., *Magazynowanie energii*, „ACADEMIA – magazyn Polskiej Akademii Nauk” 2021.
- Rakowski J., *Przegląd zagadnień technologicznych związanych ze zgazowaniem paliw stałych dla potrzeb energetycznych*, „Energetyka” 2003, 9.
- Rarata G., Surmacz P., *Współczesne stałe raketowe materiały pędne*, „Prace Instytutu Lotnictwa” 2009, t. 7 (202).

- Rashid K., Safdarnejad S.M., Ellingwood K., Powell K.M., *Techno-economic evaluation of different hybridization schemes for a solar thermal/gas power plant*, "Energy" 2019, Vol. 181.
- Riedel R., *Czy energia to naturalny monopol? – modelowe ujęcie rynku elektroenergetycznego*, „Energetyka” 2010, 2.
- Rosicki R., *Chiny i Indie a bezpieczeństwo energetyczne Europy*, „Przegląd Bezpieczeństwa Wewnętrznego” 2010, nr 2.
- Rosicki R., *Międzynarodowe i europejskie koncepcje zrównoważonego rozwoju*, „Przegląd Naukowo-Metodyczny” 2010, nr 4.
- Roszkowska E., Karwowska R., *Wielowymiarowa analiza poziomu zrównoważonego rozwoju województw Polski w 2010 roku*, „Ekonomia i Zarządzanie” 2014, nr 6.
- Ruszkowski P., *Polityka energetyczna a grupy interesów*, „Energetyka – Społeczeństwo – Polityka” 2018, 7.
- Ruszkowski P., *Ślad węglowy w świadomości społecznej*, „Energetyka – Społeczeństwo – Polityka” 2022.
- Sala K., *Przemysłowe wykorzystanie biomasy w Polsce*, „Przesłanki i Bariery. Studies of the Industrial Geography Commission of the Polish Geographical Society” 2017, nr 4.
- Samuel Y.A., Manu O., Wereko T.B., *Determinants of Energy Consumption A Review*, „International Journal of Management Sciences” 2013, Vol. 1, No. 12.
- Sarbak Z., *Reakcje i procesy katalityczne. Cz. XII c. Reforming katalityczny*, „LAB – Laboratoria, Aparatura, Badania” 2013, 4.
- Shove D.E., Walker G., *What Is Energy For? Social Practice and Energy*, „Energy & Society” 2014, Vol. 31, No. 5.
- Skoczkowski T., Bielecki S., *Efektywność energetyczna – polityczno-formalne uwarunkowania rozwoju w Polsce i Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 2016, 19.
- Skomudek W., Swora M., *Wpływ inteligentnych sieci na system regulacji podsektora elektroenergetycznego*, „Pomiary Automatyka Robotyka” 2012, 16.
- Skowroński A., *Panorama cywilizacji zrównoważonego rozwoju*, „Studia Ecologiae et Bioethicae” 2006, 4.
- Słupik S., *Restrukturyzacja zatrudnienia w sektorze energetycznym w Polsce*, „Studia Ekonomiczne” 2014, nr 166.
- Słupik T., *Audyt energetyczny w elektroenergetyce, przemyśle i gospodarce komunalnej jako narzędzie diagnostyczne w dążeniu do elektroprosumeryzmu*, „Energetyka” 2020, 11.
- Słupik T., *Europejski Zielony Ład – merytoryczne podstawy neutralności klimatycznej w aspekcie gospodarki surowcowej*, „Energetyka” 2020, nr 2.
- Sobieski G., Zaręba A., Stankiewicz D., Dalak D., *Posadowienie turbin wiatrowych w kontekście nowego systemu wsparcia OZE*, „Energetyka” 2016, nr 1.
- Sołtysiak M., *Zarządzanie projektem budowy farmy fotowoltaicznej w zakresie pozyskiwania dokumentacji – studium przypadku*, „Zeszyty Naukowe Politechniki Częstochowskiej Zarządzanie” 2019, nr 33.

- Sovacool B.K., Bambawale M.J., Gippner O., Dhakal S., *Electrification in the Mountain Kingdom: The implications of the Nepal power development project* (NPDP), "Energy for Sustainable Development" 2011, nr 15/3.
- Sowiński J., *Koszty energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2014, nr 90.
- Styn I., *Zewnętrzne bariery wzrostu wartości elektrowni zawodowych w Polsce*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu nr 48, Zarządzanie finansami firm: teoria i praktyka” 2009.
- Surówka A., *Prognozowanie zużycia energii elektrycznej w województwach Polski w kontekście zrównoważonego rozwoju*, „Nierówności Społeczne a Wzrost Gospodarczy” 2022, nr 70.
- Surówka M., *Program „Czyste Powietrze” – ocena skutków i propozycje zmian*, „Rynek Instalacyjny” 2019, 3.
- Suwała W., Wyrwa A., Tokarski S., *Ścieżki transformacji polskiej energetyki*, „Energetyka Rozproszona” 2023, nr 9.
- Syrczyński P., *Kontrakt na 24 lata versus PEP 2040* (maszynopis Poznań 2020, konferencja Rynki surowców i energii).
- Szczepanowska H.B., *Drzewa w mieście – zielony kapitał wartości i usług ekosystemowych*, „Człowiek i Środowisko” 2015, nr 2.
- Szczerbowski R., *Bezpieczeństwo energetyczne Polski – mix energetyczny i efektywność energetyczna*, „Polityka Energetyczna” 2013, nr 4.
- Sztumski W., *Idea zrównoważonego rozwoju a możliwości jej urzeczywistnienia*. „Problemy Ekorozwoju” 2006, t. 1, nr 2.
- Szurlej A., Mokrzycki E., *Ekologiczne i energetyczne oraz ekonomiczne aspekty stosowania układów wykorzystujących gaz ziemny*, „Polityka Energetyczna” 2003, t. 6.
- Thierjung E.M., *(Obywatelskie) spółdzielnie energetyczne w Niemczech*, internetowy „Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny (iKAR)” 2021, 10/2.
- Trębska P., *Wykorzystanie energii przez gospodarstwa domowe w Polsce*, „Roczniki (Annals)” 2018.
- Urbańczyk E., Suska-Szczerbicka M., *Analiza korzyści ekologicznych polskiej energetyki wiatrowej*, „Studia i Prace WNEiZ US” 2018, z. 53.
- Urmee T., Md A., *Social cultural and political dimensions of off-grid renewable energy programs in developing countries*, “Renewable Energy” 2016, 93.
- Vanvik E.C., *The paradoxes in corporate sustainability communication – a critical*, “Strategic Communication–Contemporary Perspectives” 2024.
- Verbruggen A., Fishedick M., Moomaw W., Weir T., Nadai A., Nilsson L.J., Nyboer J., Sathaye J., *Renewable energy costs, potentials, barriers: Conceptual issues*, „Energy Policy” 2010, Vol. 38, Issue 2.
- Wanat P., Bober D., *Witryna uczestnika rynku energii elektrycznej*, „Informatyka, Automatyka, Pomiary w Gospodarce i Ochronie Środowiska” 2015.
- Wealer B., Bauer S., Hirschhausen C.V., Kemfert C., Göke L., *Investing into third generation nuclear power plants – Review of recent trends and analysis of future investments using Monte Carlo Simulation*, “Renewable and Sustainable Energy

- Reviews” June 2021, nr 143, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032121001301> [dostęp: 11.09.2023].
- Weber Ch., Perrels A., *Modelling lifestyle effects on energy demand and related emissions*, „Energy Policy” 2010, Vol. 28, No. 8.
- Widerski R., *Liberalizacja rynku energii elektrycznej szansą na rozwój usług*, „Polityka Energetyczna” 2013, 16.
- Wieczorkowski J., *Big data a prywatność. Naruszenie prywatności w świecie wirtualnym – wyniki badań*, „Roczniki Kolegium Analiz Ekonomicznych/Szkoła Główna Handlowa Narzędzia Gospodarki Cyfrowej” 2017, nr 45.
- Wielgoński G., Czerwińska J., *W pułapce GOZ-u*, „Nowa Energia” 2020, nr 4.
- Wilczyński W., Wiejaczka D., *Strategiczne znaczenie metali ziem rzadkich*, „Przeгляд Geopolityczny” 2013, 36.
- Wiśniewska J., *Analiza kierunków rozwoju technologii – wybrane aspekty metodologiczne*, „Studia i Prace Wydziału Nauk Ekonomicznych i Zarządzania”, nr 34, 2013.
- Wiśniewski G., *Energetyczna rewolucja i kontrrewolucja*, „Kultura Liberalna” 2013, nr 22/229.
- Wiśniewski T., *Wykorzystanie symulacji Monte Carlo w analizie ryzyka projektów inwestycyjnych*, „Studia i Prace WNEIZ US” 2013, 34/2.
- Włodek S., Paweska K., Biskupski A., Sikora J., *Uprawa roślin energetycznych ekologicznym kierunkiem rozwoju wsi*, „Infrastruktura i Ekologia Terenów Wiejskich” 2015, nr I/1.
- Wolska P., *Europejska polityka energetyczna a globalny scenariusz redukcji emisji CO₂*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu. Ekonomia i Międzynarodowe Stosunki Gospodarcze” 2008, nr 12.
- Wójcicki Z., *Energia odnawialna, biopaliwa i ekologia*, „Problemy Inżynierii Rolniczej” 2007, nr 15.
- Wójcicki Z., *Energia odnawialna i ochrona środowiska wiejskiego*, „Infrastruktura i Ekologia Terenów Wiejskich” 2011, 01.
- Zaleska-Bartoszyk J., Klimek P., *Łańcuch dostaw skroplonego gazu ziemnego – aspekty ekologiczne*, „Nafta i Gaz” 2011, nr 10.
- Zaluska M., Piekutin J., Magrel L., *Efektywność ekonomiczna i energetyczna funkcjonowania biogazowni w zależności od zastosowanego substratu*, „Budownictwo i Inżynieria Środowiska” 2018, nr 9.
- Zaporowski B., *Zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych energii elektrycznej*, „Polityka Energetyczna” 2016, t. 19, z. 3.
- Zhao S., Alexandroff A., *Current and future struggles to eliminate coal*, „Energy Policy” June 2019, Vol. 129.
- Понятов А., *Вступив в эпоху электричества*, „Наука и жизнь” 2020, № 1.
- Соловьёв А., *Кирилл Дегтярёв. Ветреная ветряная энергетика*, „Наука и жизнь” 2013, № 7.

Artykuły online

- Agung A., Handayani R., *Blockchain for smart grid*, Rijad 2020, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1319157819309000?via%3Dihub> [dostęp: 02.12.2024].
- Akihisa M., *Impact of the China-induced coal boom in Indonesia: A resource governance perspective. China's Climate-Energy Policy*, Routledge, 2018, <https://repository.kulib.kyoto-u.ac.jp/dspace/bitstream/2433/254625/1/9781351037587-10.pdf> [dostęp: 29.11.2024].
- Alladi T., Chamola V., Rodrigues J., Kozlov S.A. (2019). *Blockchain in Smart Grids: A Review on Different Use Cases*, Sensors (Basel, Switzerland), 19, <https://www.mdpi.com/1424-8220/19/22/4862> [dostęp: 02.12.2024].
- An M., Sun X., *Carbon footprints of solar panels in China provinces based on different production and waste treatment scenarios*, "Journal of Cleaner Production" 2024, 435, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652623046115> [dostęp: 10.11.2024].
- Analiza opadu pyłu dla przykładowego indywidualnego źródła ciepła, https://katowice.eu/SiteAssets/dla-mieszka%C5%84ca/miejskie-centrum-energii/nietruj/materia%C5%82y-edukacyjne/2020-10-22%20Badania%20NIETruj_1%20%281%29.pdf [dostęp: 19.02.2023].
- Andrzejewski M., Salwin M., Lipiak J., *Ocena technologii-wybrane zagadnienia*, 2017, http://46.242.185.119/off_ptzp.org.pl/files/konferencje/kzz/artyk_pdf_2018/T1/2018_t1_647.pdf [dostęp: 11.09.2024].
- Antweiler W., *Cross-border trade in electricity*, "Journal of International Economics" 2016, Vol. 101, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022199616300423> [dostęp: 19.08.2023].
- Areva-Siemens to cut staff at Olkiluoto 3 site – TVO, <http://fr.reuters.com/article/idFRL6N0JP2ZJ20131210> [dostęp: 11.09.2023].
- Bahar H., Sauvage J., *Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe*, OECD Trade and Environment Working Papers, No. 2013/02, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/5k4869cdwnzr-en> [dostęp: 19.08.2021].
- Becquerel A.E., *Elektro-chemisches Verfahren, um Blei und Braunstein aus Auflösungen abzuscheiden, in welchen sie enthalten sind*, Band 38, Nr. LV, Berlin 1830, <http://dingler.culture.hu-berlin.de/article/pj038/ar038055> [aktualizacja: 15.03.2024].
- Biofuels production and development in the United States, IEA BIOENERGY T39 BIOFUEL NEWS, June 2024, <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/07/issue65-1.pdf> [dostęp: 11.09.2024].
- Borodinecs A., Zajecs D., Lebedeva K., Bogdanovics R., *Mobile off-grid energy generation unit for temporary energy supply*, "Applied Sciences" 2022, 12/2, <https://www.mdpi.com/2076-3417/12/2/673> [dostęp: 30.10.2024].

- Braga J., Santos T., Shadman M., Silva C., Assis Tavares L.F., Estefen S., *Converting offshore oil and gas infrastructures into renewable energy generation plants: an economic and technical analysis of the decommissioning delay in the Brazilian Case*, "Sustainability" 2022, 14(21), <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/21/13783> [dostęp: 24.10.2024].
- Chronology of Olkiluoto 3 Project, <http://www.ol3.areva-np.com/project/chronology.htm> [dostęp: 11.09.2023].
- Clayton B., *The Case for Allowing U.S. Crude Oil Exports*, <https://www.cfr.org/report/case-allowing-us-crude-oil-exports> [dostęp: 25.02.2020].
- Cloeta S., *An independent Global Energy Forecast to 2050: fossil fuels*, <https://energycentral.com/c/ec/global-energy-forecast-part-3-5-fossil-fuels> [dostęp: 11.09.2024].
- Coleman Darnell J., *The Wadi of the Horus Qa-a: A Tableau of Royal Ritual Power in the Theban Western Desert*, http://www.yale.edu/egyptology/ae_alamat_wadi_horus.htm [dostęp: 11.09.2024].
- Dütschke E., Paetz A.G., *Dynamic electricity pricing – Which programs do consumers prefer?*, "Energy Policy" 2013, 59, <https://link.springer.com/article/10.1007/s11149-010-9127-y> [dostęp: 27.10.2024].
- EPR's regular electricity generation starts in July 2020, <https://www.tvo.fi/en/index/news/pressreleasesstockexchangereleases/2019/h3BCeyaya.html> [dostęp: 11.09.2023].
- European Traded Gas Hubs: A Decade of Change, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/07/European-traded-gas-hubs-a-decade-of-change-Insight-55.pdf>, [dostęp: 20.10.2024].
- Faruqui A., *The Ethics of Dynamic Pricing Smart Grid*, [w:] *The Smart Grids*, Academic Press 2012, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780123864529000036?via%3Dihub> [dostęp: 27.10.2024].
- Faruqui A., Sergici S., *Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments*, "Journal of Regulatory Economics" 2010, No. 38, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780123864529000036?via%3Dihub> [dostęp: 27.10.2024].
- Firlit A., Hanzelka Z., Piątek K., Chmielowiec K., Barcentewicz S., Dutka M., Siostrzonek T., Klempka R., Mboving Ch.S.A., Skomudek W., *Współczesne trendy i wyzwania w dziedzinie jakości dostawy energii elektrycznej – wybrane prace badawcze, eksperymentalno-rozwojowe oraz dydaktyczne Zespołu Jakości Energii Elektrycznej*, Kraków 2023, https://www.researchgate.net/profile/Ryszard-Klempka/publication/378330477_Wspczesne_trendy_i_wyzwania_w_dziedzinie_jakosci_dostawy_energii_elektrycznej_wybrane_prace_badawcze_eksperymentalno-rozwojowe_oraz_dydaktyczne_Zespou_Jakoci_Energii_Elektrycznej/links/65fa84e2f3b56b5b2d14fe02/Wspczesne-trendy-i-wyzwania-w-dziedzinie-jakosci-dostawy-energii-elektrycznej-wybrane-prace-badawcze-eksperymentalno-rozwojowe-oraz-dydaktyczne-Zespou-Jakoci-Energii-Elektrycznej.pdf [dostęp: 27.10.2024].

- Flamanville 3, <https://energetyka24.com/atom/wiadomosci/budowa-dluzyla-sie-kilkanascie-lat-wreszcie-jest-zgoda-na-rozruch-flamanville-3> [dostęp: 11.09.2023].
- Foit M., *Kotły węglowe na 5. Klasa w teorii i praktyce*, <https://instalreporter.pl/ogolna/kotly-weglowe-na-5-klasa-w-teorii-i-praktyce/>
- Frankowski J., Mazurkiewicz J., Sokołowski J., Lewandowski P., *Zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w Zagłębiu Górnos Śląskim*, https://ibs.org.pl/app/uploads/2020/09/IBS_Research_Report_01_2020.pdf
- Freelite, The Longreach Leader. Vol. 11, no. 561. Queensland, Australia. 16 December 1933. Retrieved 26 March 2023 – via National Library of Australia, <https://trove.nla.gov.au/newspaper/article/37240794> [dostęp: 11.09.2024].
- Hill J., Nelson E., Tilman D., Polasky S., Tiffany D., *Environmental, economic, and energetic costs and benefits of biodiesel and ethanol biofuels*. Proc Natl Acad Sci U S A. 2006 Jul 25; 103(30): 11206–10, <https://www.pnas.org/content/pnas/103/30/11206.full.pdf> [dostęp: 15.12.2021].
- Hirsch R.L., Bezdek R., Wendling R., *Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation and Risk Management*, National Energy Technology Laboratory 2005, <https://www.osti.gov/servlets/purl/939271> [dostęp: 12.07.2023].
- Höning V., Prochazka P., Obergruber M., Smutka L., Kučerová V., *Economic and Technological Analysis of Commercial LNG Production in the EU*, “Energies” 2019, 12, 1565, <https://doi.org/10.3390/en12081565> [dostęp: 15.11.2023].
- Hoogwijk M., Crijns-Graus W.H.J., *Global Potential of Renewable Energy Sources: A Literature Assessment, BACKGROUND REPORT – 2008*, <https://www.researchgate.net/publication/237576106> [dostęp: 2.12.2013].
- Hydropower modelling – New database complementing PECD, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2019/Hydropower_Modelling_New_database_and_methodology.pdf [dostęp: 11.09.2024].
- Jeffrey L.S., *Characterization of the coal resources of South Africa*, “Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy” February 2005, https://journals.co.za/doi/pdf/10.10520/AJA0038223X_3050 [dostęp: 11.09.2024].
- Jeffrey L.S., *Characterization of the coal resources of South Africa*, “Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy” Feb. 2005, Vol. 105, Issue 2, https://journals.co.za/doi/epdf/10.10520/AJA0038223X_3050
- Jones L.W., *Toward a liquid hydrogen fuel economy*, „University of Michigan Engineering Technical Report UMR2320”, 13 marca 1970, <https://depblue.lib.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/5800/bac5758.0001.001.pdf?sequence=5&isAllowed=y> [dostęp: 11.09.2024].
- Kamińska I., *The Decline of the Oil Spot Market?*, <https://ftalphaville.ft.com/2013/04/24/1469422/the-decline-of-the-oil-spot-market/> [dostęp: 20.10.2024].
- Kanapiyanova Z., *History of the Energy Sector Development and Kazakhstan’s Energy Potential*, <https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/785104> [dostęp: 20.10.2024].

- Kuropka J., *Energetyka krajowa i możliwość ograniczenia emisji zanieczyszczeń ze spalania energetycznych*, Energetyka_krajowa_i_mo%C5%BClivo%C5%9B%C4%87_ogra.pdf 10.11.2024
- Kwestarz M., Siwocha M., *Analiza ryzyka przedsięwzięcia budowy biogazowni rolniczej*, „Gaz, Woda i Technika Sanitarna” 2021, <https://gazwoda.pl/wp-content/uploads/Openaccess/2021/101519917202195.pdf> [dostęp: 22.10.2024].
- Leach B.G., Schlesinger B., *Is Henry Hub Still Relevant in the Changing North American Gas Market*, <https://www.gasstrategies.com/information-services/lng-business-review/henry-hub-still-relevant-changing-north-american-gas-market> [dostęp: 11.09.2024].
- Licensing of Olkiluoto 3, http://www.stuk.fi/ydinturvallisuus/ydinvoimalaitokset/ydinvoimalaitosluvat/viides/en_GB/viides_voimal
- Loreti P., Bracciale L., Raso E., Bianchi G., Riva Sanseverino E., Gallo P., *Privacy and Transparency in Blockchain-Based Smart Grid Operations*, IEEE Access 2023, Vol. 11.
- Loreti P., Bracciale L., Raso E., Bianchi G., Sanseverino E.R., Gallo P., *Privacy in Blockchain-based Smart Grids*. 2022 Workshop on Blockchain for Renewables Integration (BLORIN), <https://ieeexplore.ieee.org/document/10028590> [dostęp: 03.12.2024].
- Modular high concentration solar configuration, Horizon2020, MOSAIC Identyfikator umowy o grant: 727402, <https://cordis.europa.eu/article/id/421789-a-mosaic-of-shiny-hollow-spheres-works-its-magic-on-sunlight/pl> [dostęp: 11.09.2024].
- Motowidlak T., *Rozwój rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej*, „Rynek Energii” luty 2014, <https://www.cire.pl/pliki/2/01motowidlaku.pdf> [dostęp: 19.08.2021].
- Munkácsy B., Egres D., Méhes M., Lestál Z., *Operational anomalies of nuclear energy*, Budapest 2021, https://energiaklub.hu/files/content/OPERATIONAL%20ANOMALIES%20OF%20NUCLEAR%20ENERGY_Energiaklub.pdf [dostęp: 27.20.2024].
- Mylrea M., Gourisetti S., *Blockchain for smart grid resilience: Exchanging distributed energy at speed, scale and security*, 2017 Resilience Week (RWS), <https://ieeexplore.ieee.org/document/8088642> [dostęp: 03.12.2024].
- OL3 EPR regular production of electricity starts in February 2022.
- Oleniacz R., Groborz M., Ożóg M., *Ocena efektów modernizacji systemu oczyszczania i ewakuacji spalin na wybranych przykładach*, https://www.researchgate.net/profile/Robert-Oleniacz/publication/270646280_Ocena_efektow_modernizacji_systemu_oczyszczania_i_ewakuacji_spalin_na_wybranych_przykladach/links/54b14ce70cf220c63ccf90f2/Ocena-efektow-modernizacji-systemu-oczyszczania-i-ewakuacji-spalin-na-wybranych-przykladach.pdf [dostęp: 05.11.2024].
- Palensky P., Kupzog F., *Smart grids*, “Annual Review of Environment and Resources” 2013, nr 38.1, http://martinot.info/BIT/READINGS/Palensky_Kupzog_2013.pdf [dostęp: 27.10.2024].
- Park K., Lee Y., Han J., *Economic Perspective on Discontinuing Fossil Fuel Subsidies and Moving toward a Low-Carbon, Society*, “Sustainability” 2021, 13, <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/3/1217> [dostęp: 11.09.2024].

- Paszczka-Ida H., *Hard Coal Reserves in Poland in Term of Sustainable Development & Environmental Protection*, https://polskirynekwegla.pl/sites/default/files/elfinder/COAL%20RESOURCES_2016.pdf [dostęp: 24.03.2020].
- Pimentel D., Marklein A., Toth M.A., *Food Versus Biofuels: Environmental and Economic Costs*, „Hum Ecol” 2009, 37, 1, [http://np-net.pbworks.com/f/Pimentel%20Bet%20Bal%20\(2009\)%20Fuel%20Bversus%20Food,%20Benvironmental%20Band%20Beconomic%20Bcosts,%20BHuman%20BEcology.pdf](http://np-net.pbworks.com/f/Pimentel%20Bet%20Bal%20(2009)%20Fuel%20Bversus%20Food,%20Benvironmental%20Band%20Beconomic%20Bcosts,%20BHuman%20BEcology.pdf) [dostęp: 12.07.2021].
- Popczyk J., *Ustawa OZE: zwierciadło rynku energii grup interesów i argument na rzecz potrzeby całkowicie nowego rynku energii elektrycznej w Polsce*, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, https://ppte2050.pl/platforma/bzep/static/uploads/RAPORT_-_zapowiedz__Popczyk_J_Ustawa_OZE_v3.pdf [dostęp: 30.10.2024].
- Razavi H., *The New Era of Petroleum Trading: Spot-oil, Spot-related Contracts, and Futures Markets*, <http://documents.worldbank.org/curated/en/603911468739482147/The-new-era-of-petroleum-trading-spot-oil-spot-related-contracts-and-futures-markets> [dostęp: 20.10.2024].
- Rigobon R., Sack B., *The Effects of War Risk on U.S. Financial Markets*, “National Bureau of Economic Research” April 2003, Paper 9609, <https://www.nber.org/papers/w9609.pdf> [dostęp: 22.03.2020].
- Ruoshui M., Xu B., Zhang X., *Catalytic partial oxidation (CPOX) of natural gas and renewable hydrocarbons/oxygenated hydrocarbons — A review*, “Catalysis Today” 2019, 338, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0920586118316237> [dostęp: 11.09.2024].
- Schaik J. van, *How Governments Sell Their Oil*, <https://resourcegovernance.org/sites/default/files/OilSales-HowGovtsSellOil.pdf>, [dostęp: 20.10.2024].
- Scott S.G., Hawkins P.J., Beamish B.B., Gamson P.D., *Coal geology of the northern Galilee Basin and its implications for coal-seam methane investigations*. In Symposium on Coalbed Methane Research and Development in Australia, Townsville 1992, <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s10040-024-02777-z.pdf> [dostęp: 11.09.2024].
- Siddell I., Igbal M., Dackiw B., Safar-Aly S., Slim J., *Signing of the “Al-Ula Declaration” ending trade and other restrictions against Qatar*, <https://sanctionsnews.bakermckenzie.com/lifting-of-restrictions-with-qatar-what-you-need-to-know/> [dostęp: 12.10.2024].
- Stachlewski M., *Odnawialne źródła energii w Brazylii: Ekonomia polityczna etanolu*, <https://ssrn.com/abstract=2267554>
- Study on the Technical Aspects of Variable Use of Oil Pipelines – Coming into the EU from Third Countries – OVERALL REPORT, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010_reporting_technical_aspects.pdf [dostęp: 20.10.2024].
- The first US nuclear reactor built from scratch in decades enters commercial operation in Georgia, <https://apnews.com/article/georgia-power-nuclear-reactor-vogtle-9555e3f9169f2d58161056feaa81a425> [dostęp: 11.09.2023].
- Weron R., *Energy price risk management*, https://prac.im.pwr.edu.pl/~hugo/publ/RWeron00_PHYSA.pdf [dostęp: 11.09.2024].

- Zaharia A., Diaconeasa M.C., Brad L., Lădaru G.R., Ioanăș C., *Factors Influencing Energy Consumption in the Context of Sustainable Development*, „Sustainability” 2019, 11(15), 4147, <https://www.mdpi.com/2071-1050/11/15/4147/html> [dostęp: 2.11.2023].
- Рычина Е.С., Ужанов А.Е., *Place and role of rebranding in increasing market capitalization of modern energy companies*, Надежность и безопасность энергетики, <https://www.sigma08.ru/jour/article/view/769> [dostęp: 11.09.2024].

Dokumenty, publikacje prasowe i internetowe o charakterze źródłowym

- „Stop Smog” 2.0 – nowe, <https://www.gov.pl/web/arimr/stop-smog-20---nowe-lep-sze-zasady-od-31-marca2> [dostęp: 11.09.2024].
- An independent Global Energy Forecast, <https://energypost.eu/an-independent-global-energy-forecast-to-2050-part-3-of-5-fossil-fuels/> [dostęp: 16.11.2019].
- Aures J., *Already Gone, Part 2 – Refinery Shutdowns Around the World*, <https://rbn-energy.com/already-gone-part-2-refinery-shutdowns-around-the-world> [dostęp: 11.09.2024].
- Bioethanol _ Market Research Raport – 2023, <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/bioethanol-market-131222570.html> [dostęp: 11.09.2024].
- Ceyhan Terminal, https://www.bp.com/en_az/azerbaijan/home/who-we-are/operations/projects/terminals/ceyhan_terminal.html [dostęp: 31.03.2022].
- Coal Development Potential and Prospects in the Developing Countries, <http://documents.worldbank.org/curated/en/911221468327612132/pdf/PUB2630.pdf>
- Coal Shortages Force Blackouts Across China, <https://thediplomat.com/2021/09/coal-shortages-force-blackouts-across-china/> [dostęp: 11.09.2023].
- Czym jest i kto zapłaci podatek drogowy w Holandii? Ile wynosi w 2024 roku?, <https://holandia.org/podatek-drogowy-holandia-czym-jest-kto-go-placi-ile-wynosi-w-2021-roku/> [dostęp: 11.09.2023].
- Czyste powietrze, <https://czystepowietrze.gov.pl/rusza-program-czyste-powietrze-2-0-2/> [dostęp: 11.09.2024].
- EDF Says Price Tag of UK Nuclear Power Plant Soars on Inflation, Bloomberg, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-02-18/edf-says-price-tag-of-uk-nuclear-power-plant-soars-on-inflation> [dostęp: 11.09.2023].
- Elektrownia wiatrowa, cena w 2024 roku, <https://sunsol.pl/turbiny-wiatrowe/elektrownia-wiatrowa-cena-w-2024-roku/>
- Fateh Oil Terminal, United Arab Emirate, <http://ports.com/united-arab-emirates/fateh-oil-terminal/> [dostęp: 31.03.2022].
- Finnish Nuclear Producer Teollisuuden Voima Upgraded To ‘BBB-’ From ‘BB+’ On OL3 Plant Commissioning; Outlook Stable, <https://disclosure.spglobal.com/ratings/en/regulatory/article/-/view/type/HTML/id/2978425> [dostęp: 11.09.2023].

- GAZ SYSTEM: Interkonektor gazowy Polska – Słowacja zbudowany, <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2022/sierpień/26-08-2022-gaz-system-interkonektor-gazowy-polska-slowacja-zbudowany.html> [dostęp: 15.11.23].
- GAZ ZIEMNY – zasoby w Polsce wg stanu na 31 XII 2021 r. [mln m³], https://www.pgi.gov.pl/images/surowce/2021/tabele/gaz_zasoby.pdf
- Hinkley Point C delayed by a year as cost goes up by £3bn, <https://www.bbc.com/news/uk-england-somerset-61519609> [dostęp: 11.09.2023].
- Holandia: 2/3 sprzedanych samochodów w 2023 r. było elektryczne, <https://energetyka24.com/elektromobilnosc/wiadomosci/holandia-23-sprzedanych-samochodow-w-2023-r-bylo-elektryczne> [dostęp: 11.09.2023].
- <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/4187653/14185648/coal+2021+2.jpg/8432cce0-ee0e-cca7-d142-d4668637f440?t=1651494759325> [dostęp: 11.09.2024].
- Hulaylah Oil Terminal, United Arab Emirates, <http://ports.com/united-arab-emirates/hulaylah-oil-terminal/> [dostęp: 20.10.2024].
- Import/Rejestracje używanych samochodów, <https://www.pzpm.org.pl/pl/Rynek-motoryzacyjny/Import-Rejestracje-uzywanych-samochodow> [dostęp: 11.09.2023].
- Informacja o wynikach kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Przygotowanie i Realizacja „Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce” KGP.430.14.2022 Nr ewid. 23/2022/P/21/019/KGP, https://www.nik.gov.pl/kontrolne/wyniki-kontroli-nik/pobierz,kgp~p_21_019_202108251059441629881984~01,typ,kk.pdf [dostęp: 11.09.2024].
- Informacja o wynikach kontroli DEPARTAMENT GOSPODARKI, SKARBU PAŃSTWA I PRYWATYZACJI PRZYGOTOWANIE I REALIZACJA „PROGRAMU DLA SEKTORA GÓRNICZWA WĘGLA KAMIENNEGO W POLSCE” KGP.430.14.2022 Nr ewid. 23/2022/P/21/019/KGP, <https://bip.nik.gov.pl/kontrolne/wyniki-kontroli-nik/kontrolne,22625.html> [dostęp: 11.09.2024].
- Inland consumption of brown by U.E members states, <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/4187653/14185648/coal+2021.jpg/3895b43d-c26e-3236-e8e2-094f1ad53d28?t=1651494759645> [dostęp: 11.09.2024].
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów dotyczący strategii UE na rzecz ograniczenia emisji metanu, Bruksela 14.10.2020 r., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0663> [dostęp: 30.11.2024].
- Komunikat Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z dnia 15 stycznia 2021 r. w sprawie przeciętnej średniorocznej ceny detalicznej 1000 kg węgla kamiennego w 2020 r., <https://stat.gov.pl/sygnalne/komunikaty-i-obwieszczenia/lista-komunikatow-i-obwieszczen/komunikat-w-sprawie-przecietnej-sredniorocznej-ceny-detalicznej-1000-kg-wegla-kamiennego-w-2020-roku,53,8.html> [dostęp: 11.09.2024].
- Komunikat Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z dnia 15 stycznia 2021 r. w sprawie przeciętnej średniorocznej ceny detalicznej 1000 kg węgla ka-

- miennego w 2020 r., <https://stat.gov.pl/sygnalne/komunikaty-i-obwieszczenia/lista-komunikatow-i-obwieszczen/komunikat-w-sprawie-przecietnej-sredniorocznej-ceny-detalicznej-1000-kg-wegla-kamiennego-w-2020-roku,53,8.html> [dostęp: 30.11.2024].
- Leading the charge, https://www.worldcoal.com/coal/03102012/china_coal_mining_industry_prepares_for_a_strong_future/ [dostęp: 11.09.2024].
- Ministry of Coal, Coal & Lignite Resource, <https://coal.gov.in/en/major-statistics/coal-reserves> [dostęp: 11.09.2024].
- Moja Elektrownia Wiatrowa, <https://www.gov.pl/web/funduszmodernizacyjny/moja-elektrownia-wiatrowa> [dostęp: 11.09.2024].
- Moja Elektrownia Wiatrowa 2024, <https://mojaelektrowniawiatrowa.pro/> [dostęp: 11.09.2024].
- Natural Gas Prices in the United States and Europe from 1980 to 2030 (in U.S. Dollars per Million British Thermal Units), <https://www.statista.com/statistics/252791/natural-gas-prices/> [dostęp: 11.09.2024].
- NIK o górnictwie węgla kamiennego w latach 2007-2015, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/nik-o-gornictwie-wegla-kamiennego-w-latach-2007-2015.html> [dostęp: 07.07.2024].
- NIK o zapobieganiu nielegalnemu obrotowi paliwami ciekłymi, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/nik-o-zapobieganiu-nielegalnemu-obrotowi-paliwami-cieklymi.html> [dostęp: 11.09.2023].
- Nowy blok Ostrołęki wyceniono na zero, <https://businessinsider.com.pl/gielda/wiadomosci/inwestycja-w-elektrownie-ostroleka-c-spisana-na-straty-miliard-zlotych-odpisu/x6sh22v> [dostęp: 11.09.2023].
- Odpowiedź podsekretarza stanu w Ministerstwie Gospodarki – z upoważnienia ministra – na interpelację nr 15474 w sprawie informacji o możliwości ograniczenia finansowania naprawy szkód górniczych na Śląsku
- OPEC Bulletin 9/08, https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/OB092008.pdf [dostęp: 9.11.2022].
- Outlook for the Siberia-to-Western Europe Natural Gas Pipeline*, CIA Intelligence Assessment 1982, <https://www.cia.gov/library/readingroom/docs/CIA-RDP84B00049R001202890013-1.pdf> [dostęp: 20.10.2024].
- Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego, <https://gpi.tge.pl/pl/web/wegiel/52>
- Production of hard coal in the UE 1990–2021, <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/4187653/14185648/coal+2021+2.jpg/8432cce0-ee0e-cca7-d142-d4668637f440?t=1651494759325> [dostęp: 11.09.2024].11.09.2024.
- Program „Czyste powietrze”, <https://czystepowietrze.gov.pl/> [dostęp: 11.09.2024].
- Program priorytetowy. Tytuł programu: Mój prąd – Wydział Ekspertyz i Prac Naukowo-Badawczych, https://mojprad.gov.pl/images/program-priorytetowy-mp_20210901_calosc.pdf
- Richards Bay (RPA), <https://www.wnp.pl/gornictwo/notowania/ceny-wegla/?zakres=4>

- Sprawozdanie z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, <https://geotermiatorun.pl/resources/2024/02/sprawozdanie-z-dzialan-osiagn-efektywn-energ-za-2023-gt-siec-a.pdf> [dostęp: 11.09.2024].
- Urząd Regulacji Energetyki publikuje zestawienia średnich cen sprzedaży energii elektrycznej w 2022 r., <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/11001,Urząd-Regulacji-Energetyki-publikuje-zestawienia-srednich-cen-sprzedazy-energii-.html> [dostęp: 11.09.2024].
- USSR-Western Europe: Implications of the Siberia-to- Europe-Gas Pipeline*, National Foreign Assessment Center CIA – document 22308, March 1981, https://www.cia.gov/library/readingroom/docs/DOC_0000500594.pdf [dostęp: 20.10.2024].
- Węgiel kamienny – podstawowe fakty, <https://www.pgi.gov.pl/psg-1/psg-2/informacja-i-szkolenia/wiadomosci-surowcowe/10413-wegiel-kamienny-podstawowe-fakty.html>
- World Energy Insights Brief 2019 – TECHNICAL ANNEX, <https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WEInsights-Brief-Global-Energy-Scenarios-Comparison-Review-R02.pdf> [dostęp: 08.11.2024].
- Wskaźniki cenowe zakupu węgla energetycznego przez wytwórców, <http://gpi.tge.pl/pl/web/wegiel/48> [dostęp: 11.09.2024].
- Wydatki na zakup węgla w gospodarstwach domowych w sezonie 2021/2022 raport z badania ilościowego, <https://pigs.wpl/wp-content/uploads/2022/02/RAPORT-wydatki-na-zakup-w%C4%99gla-2021-22.pdf> [dostęp: 11.09.2024].
- Wykaz złóż gazu ziemnego w Polsce wg stanu na 31 XII 2021 r., https://www.pgi.gov.pl/images/surowce/2021/pdf/gaz_ziemny_2021.pdf [dostęp: 15.11.2023].
- Zmiana taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G, https://www.enea.pl/dladomu/obsługa_klienta_i_kontakt/2024/zmiana-taryfy-g-2024_2025_01072024.doc.pdf [dostęp: 01.11.2024].
- Источник, <https://bankstoday.net/last-articles/byudzhnet-rossii-2023>, <https://bankstoday.net/last-articles/byudzhnet-rossii-2023> [dostęp: 29.10.2024].
- Сорта нефти. Маркерный стандарт, бенчмарк, <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142128-sorta-nefti-markernyy-standart-benchmark/> [dostęp: 20.10.2024].
- Уголь России. 2017 год, <https://nedradv.ru/nedradv/ru/resources?obj=ab05b068239ede80d3dd35cf406d13b0> [dostęp: 11.09.2024].
- Федеральный бюджет России на 2023 год: разбираем статьи доходов и расходов, <https://bankstoday.net/last-articles/byudzhnet-rossii-2023> [dostęp: 29.10.2024].

Internet – kluczowe witryny

<http://gpi.tge.pl>

<http://www.iranlng.ir>

<http://www.mnr.gov.ru>
<http://www.oilscams.org>
<https://businessinsider.com.pl>
<https://coal.gov.in>
<https://czystepowietrze.gov.pl>
<https://ec.europa.eu/eurostat>
<https://energetyka24.com>
<https://energy.ec.europa.eu>
<https://energypost.eu>
<https://ibs.org.pl>
<https://mojprad.gov.pl>
<https://nssdc.gsfc.nasa.gov>
<https://oilprice.com>
<https://pigsw.pl>
<https://thediplomat.com>
<https://www.bp.com>
<https://www.cia.gov>
<https://www.cire.pl>
<https://www.eia.gov>
<https://www.enea.pl>
<https://www.energycharter.org>
<https://www.energyinst.org>
<https://www.gaz-system.pl>
<https://www.iea.org>
<https://www.igu.org>
<https://www.igu.org>
<https://www.macrotrends.net>
<https://www.mckinseyenergyinsights.com>
<https://www.nik.gov.pl>
<https://www.opec.org>
<https://www.orlen.pl>
<https://www.oxfordenergy.org>
<https://www.parkiet.com>
<https://www.petroleum-economist.com>
<https://www.pgi.gov.pl>
<https://www.pgnig.pl>
<https://www.power-technology.com>
<https://www.pse.pl>
<https://www.pwc.ru>
<https://www.pzpm.org.pl>
<https://www.statista.com>
<https://www.unece.org>
<https://www.ure.gov.pl>
<https://www.usgs.gov>

<https://www.worldbank.org>
<https://www.worldcoal.com>
<https://www.worldenergy.org>

Przekazy i artykuły informacyjne

- 200 mln zł na niskoemisyjne technologie ogrzewania domów, <https://www.gov.pl/web/edukacja/200-mln-zl-na-niskoemisyjne-technologie-ogrzewania-domow> [dostęp: 11.09.2024].
- 3Q 2023 Global PV Market Outlook, <https://about.bnef.com/blog/3q-2023-global-pv-market-outlook/>
- Akcjonariusze PGNiG zdecydowali o połączeniu z PKN, https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/2022/pazdziernik/Akcjonariusze_PGNiG_zdecydowali_o_polaczeniu_z_PKN_ORLEN [dostęp: 15.11.2023].
- ARP: Import węgla do Polski wzrósł o 61,7% r/r do 20,2 mln ton w 2022 r., <https://wysokienapiecie.pl/krotkie-spiecie/arp-import-w-gla-do-polski-wzr-s-o-61-7-r-r-do-20-2-mln-ton-w-2022-r/> [dostęp: 11.09.2024].
- Australijskie sukcesy i kłopoty węglowe, <https://nettg.pl/gornictwo/117460/australijskie-sukcesy-i-klopoty-weglowe/> [dostęp: 11.09.2023].
- Beacham W., *US, Europe petchems face uncertain future as mega-refineries come onstream*, https://www.icis.com/subscriber/icb/2021/06/25/10656067/us-europe-petchems-face-uncertain-future-as-mega-refineries-come-onstream/#_=_ [dostęp: 11.09.2024].
- Benchmarks face 2020s evolution, <https://www.petroleum-economist.com/articles/markets/trends/2019/benchmarks-face-2020s-evolution> [dostęp: 20.10.2024].
- Berger M., *Oszczędność, bezpieczeństwo, wygoda. Samochód elektryczny jako magazyn energii*, <https://elektromobilni.pl/oszczednosc-bezpieczenstwo-wygoda-samochod-elektryczny-jako-magazyn-energii/>
- Biofuels production and development in the United States, IEA BIOENERGY T39 BIOFUEL NEWS, June 2024, <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/07/issue65-1.pdf> [dostęp: 11.09.2024].11
- Celinski Z., *Economical aspects of nuclear energetics / Ekonomiczne aspekty energetyki jądrowej*, 2000, <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/20174489> [dostęp: 23.10.2024].
- China's coal-rich Shanxi produces 813 million tonnes of raw coal in Jan-Aug, <https://english.news.cn/20240922/965b4a1f4f6a4352aa699b815c448f62/c.html> [dostęp: 11.09.2024].
- Chmielak T., *Wodór w energetyce*, „Magazyn Polskiej Nauki” 2021, 1/65.
- Coal Price Data and Indexes, <https://ihsmarkit.com/products/coal-price-data-indexes.html> [dostęp: 22.10.2024].

- Concentrating solar power technologies offer utility-scale power production, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=530>
- Corcoran J., *Urals Gets a Benchmark*, <https://www.petroleum-economist.com/articles/politics-economics/europe-eurasia/2016/urals-gets-a-benchmark> [dostęp: 20.10.2024].
- Crockford S., *Survivalists and preppers*. Critical Dictionary of Apocalyptic and Millenarian Movements, 2021. <https://www.cdamm.org/articles/survivalists-and-preppers> [dostęp: 30.10.2024].
- Crude grades, <https://www.mckinseyenergyinsights.com/resources/refinery-reference-desk/crude-grades/> [dostęp: 20.10.2024].
- Czechowska E., *Auto na alkohol – czyli produkcja biopaliw w Brazylii*, <https://www.auto-swiat.pl/wiadomosci/aktualnosci/auto-na-alkohol-czyli-produkcja-biopaliw-w-brazylia/dz6n1w7>
- Derski B., *Najniższy udział węgla w polskiej energetyce od 100 lat*, https://wysokie-napiecie.pl/8002-udzial-wegla_w_produkcji_energii_elektrycznej_w_polsce/ [dostęp: 29.10.2024].
- Derski B., *Udział węgla w energetyce spadł do 63%*, <https://wysokie-napiecie.pl/96011-udzial-wegla-i-oze-w-polsce-2023/> [dostęp: 28.10.2024].
- Dish Engine, <https://www.energy.gov/eere/solar/dish-engine>
- Dlaczego żyjemy off grid? 9 powodów naszego pójścia w las, <https://poszliwlas.pl/off-grid/dlaczego-zyjemy-off-grid-nasze-9-powodow-pojscia-w-las/> [dostęp: 28.10.2024].
- Dopłaty do rachunków za prąd dla sąsiadujących z wiatrakami, <https://www.agropolska.pl/zielona-energia/energia-wiatrowa/doplaty-do-rachunkow-za-prad-dla-sasiadujacych-z-wiatrakami,55.html> [dostęp: 11.09.2024].
- Drachmann A.G., *Heron's Windmill*, „Centaurus” 1961, 7.
- Dunn S., Holloway J., *The Pricing of Crude Oil*, <https://www.rba.gov.au/publications/bulletin/2012/sep/pdf/bu-0912-8.pdf> [dostęp: 26.01.2020].
- Efektywna rafinacja – EFRA Lotos S.A., <http://efra.lotos.pl/> [dostęp: 20.10.2024].
- Elektroenergetyka – encyklopedia PWN, <https://encyklopedia.pwn.pl/haslo/3897327> [dostęp: 22.10.2024].
- Elektrownia wodna szczytowo pompowa – zasady działania, <https://www.odnawialne-firmy.pl/wiadomosci/pokaz/34,elektrownia-wodna-szczytowo-pompowa-zasada-dzialania> [dostęp: 11.09.2023].
- Fattouch B., *The Dubai Benchmark and its Role in the International Oil Pricing System*, Oxford Energy Comment 2012, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/03/The-Dubai-Benchmark-and-its-Role-in-the-International-Pricing-System.pdf> [dostęp: 20.10.2024].
- Flamanville 3, <https://energetyka24.com/atom/wiadomosci/budowa-dluzyla-sie-kilkanascie-lat-wreszcie-jest-zgoda-na-rozruch-flamanville-3> [dostęp: 11.09.2023].
- Fotowoltaika off-grid: Czy warto korzystać z instalacji off-grid?, <https://www.energia.pl/zielone-pojecie/technologie/Fotowoltaika-off-grid> [dostęp: 1.11.2024].

- Fotowoltaika off-grid czy on-grid – którą opcję wybrać?, <https://lepiej.tauron.pl/zielona-energia/fotowoltaika-off-grid-czy-on-grid-ktora-opcje-wybrac/> [dostęp: 1.11.2024].
- Gospodarka energetyczna i gazownictwo w 2021 r., https://stat.gov.pl/files/gfx/porta-linformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/11/5/1/gospodarka_energetyczna_i_gazownictwo_w_2021_r.pdf
- Grupa ORLEN – ponad dwukrotny wzrost produkcji gazu ziemnego ze złóż w Norwegii w 2022 roku, <https://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/grupa-orlen-ponad-dwukrotny-wzrost-produkcji-gazu-ziemnego-ze-zloz-w-norwegii-w-2022-roku/newsGroupId/10184> [dostęp: 15.11.2023].
- Guglielmo Marconi, <https://www.nobelprize.org/prizes/physics/1909/marconi/facts/>
- Hinkley Point Nuclear Timeline, <http://stophinkley.org/hinkley-point-nuclear-timeline/> [dostęp: 11.09.2023].
- History of Hydropower, http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/hydro_history.html [dostęp: 11.09.2024].
- Husseini T., *Transporting Oil and Gas: The World's Longest Pipelines*, <https://www.offshore-technology.com/features/worlds-longest-pipelines/> [dostęp: 20.10.2024].
- Hydroelectric Power, <https://www.usbr.gov/power/edu/pamphlet.pdf> [dostęp: 25.12.2022].
- Hydrogen Fuel Cars 1807 – 1986, https://www.hydrogencarsnow.com/index.php/1807-1986/#google_vignette
- International Coal Classification of Hard Coals by Type, <https://www.unece.org/fileadmin/DAM/ie/se/pdfs/coal6/coedhard.pdf> [dostęp: 22.03.2020].
- Iran Liquefied Natural Gas Co., <http://www.iranlng.ir/index.php/en/eng-about-us/company-overview> [dostęp: 1.01.2020].
- Jack S., Hinkley C: UK nuclear plant price tag could rocket by a third, <https://www.bbc.com/news/business-68073279> [dostęp: 11.09.2023].
- Jacobi's Motor – The first real electric motor of 1834, <https://www.eti.kit.edu/english/1382.php>
- Kazachski OZE-olbrzym na sowieckich nogach, <https://biznesalert.pl/kazachstan-rosja-oze-transformacja-energetyczna-zalezosc-od-rosji-hyrasia-one-energetyka/> [dostęp: 11.09.2024].
- Kazachstan chce ograniczyć eksport węgla, <https://www.wnp.pl/gornictwo/kazachstan-chce-ograniczyc-eksport-wegla,741701.html> [dostęp: 11.09.2024].
- Keystone – Documents and Maps, <https://www.tcenergy.com/operations/oil-and-liquids/keystone-xl/keystone-xl-documents-and-maps/> [dostęp: 22.03.2024].
- Kojs P., Zabielski R., *Dlaczego drzewa nie uratują klimatu?*, „ACADEMIA. Magazyn Polskiej Akademii Nauk” 2019, nr 3–4.
- Kojzar K., *Coraz mniej wody w rzekach, zbyt wysoka temperatura, martwy narybek. Tak szkodzą elektrownie*, <https://oko.press/rzeki-sie-gotuja-elektrownie> [dostęp: 10.11.2024].

- Koniec importu węgla. Rząd podjął decyzję, <https://businessinsider.com.pl/gospodarka/koniec-importu-wegla-rzad-podjal-decyzje/3yxw09c> [dostęp: 11.09.2024].
- Kopalnia bitcoinów kupiła elektrownię węglową. Firma spala 600 tys. ton węgla rocznie, <https://forsal.pl/biznes/ekologia/artykuly/8258690,kopalnia-bitcoinow-kupila-elektrownie-weglowa.html> [dostęp: 23.02.2023].
- Krajowy węgiel obecnie droższy od importowanego; w minionych 10 latach – tańszy, <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/159543-krajowy-wegiel-obecnie-drozszy-od-importowanego-w-minionych-10-latach-tanszy> [dostęp: 11.09.2024].
- Kryzys energetyczny w państwach Azji Centralnej, https://ine.org.pl/kryzys-energetyczny-w-panstwach-azji-centralnej-2-2/#_ftn13 [dostęp: 11.09.2024].
- Kryzys na rynku gazu ziemnego i prognozy na przyszłość, <https://www.obserwatorfinansowy.pl/tematyka/makroekonomia/trendy-gospodarcze/kryzys-na-rynku-gazu-ziemnego-i-prognozy-na-przyszlosc>
- Która ropa się liczy?, <https://www.forbes.pl/gielda/ktora-ropa-sie-liczy/z3mrgxe> [dostęp: 20.10.2024].
- Kumar D.K., *Cushing's Oil Market Clout Wanes Amid U.S. Export Boom*, Reuters Business News z dnia 11 kwietnia 2017 roku, <https://www.reuters.com/article/us-usa-oil-record-cushing-analysis/cushings-oil-market-clout-wanes-amid-u-s-export-boom-idUSKBN1HI0GE> [dostęp: 20.01.2020].
- LNG zwiększa swoją siłę – na razie na wsi, <https://www.seaoo.com/blog/lng-zwieksza-swoja-sile/> [dostęp: 11.09.2024].
- Magazyn energii 15 kWh – cena w 2024 roku, <https://fotowoltaikaonline.pl/magazyn-energii-15kw-cena> [dostęp: 01.11.2024].
- Marconi, Popow, a może Tesla? W poszukiwaniu wynalazcy radia, <https://www.gov.pl/web/5g/marconi-popow-a-moze-tesla-w-poszukiwaniu-wynalazcy-radia> [dostęp: 22.10.2024].
- MINENERGY.UZ, Что такое Единая Энергосистема Центральной Азии, почему ее называют «энергетическим кольцом» и зачем она нужна? На все эти вопросы минэнерго отвечает, 28.01.2022, <https://minenergy.uz/ru/news/view/1777> [dostęp: 11.09.2024].
- Minister chce rozwiązać problem węgla na przykopalnianych zwałach, <https://www.wnp.pl/gornictwo/minister-chce-rozwiazac-problem-wegla-na-przykopalnianych-zwalach,365979.html> [dostęp: 11.09.2024].
- Najpierw taryfy, potem gazyfikacja. Jak skutecznie rozwijać polską sieć dystrybucyjną?, <https://www.cire.pl/artykuly/materialy-problemowe/149879-najpierw-taryfy,-potem-gazyfikacja-jak-skutecznie-rozwijac-polska-siec-dystrybucyjna> [dostęp: 11.09.2024].
- Najstarsze gazociągi w Polsce mają nawet 40 lat. PSG musi zainwestować miliardy złotych, <https://www.money.pl/gospodarka/wiadomosci/artykul/najstarsze-gazociagi-w-polsce-maja-nawet-40,204,0,1776076.html> [dostęp: 11.09.2024].
- Naukowcy stanowczo: spalanie drewna nie jest zieloną energią, <https://www.wnp.pl/energetyka/naukowcy-stanowczo-spalanie-drewna-nie-jest-zielona-energia,409868.html> [dostęp: 03.04.23].

- Net-billing – system rozliczeń w praktyce, <https://www.gov.pl/web/klimat/nowy-system-rozliczania-tzw-net-billing> [dostęp: 11.09.2024].
- Nowy system rozliczania prosumentów od 1 kwietnia 2022 roku, <https://wysokie-napiecie.pl/42887-nowy-system-rozliczania-prosumentow-od-1-kwietnia-2022-roku/> [dostęp: 11.09.2024].
- Odisha Power Generation Corporation Ltd – Company Profile – PRESENT BUSINESS, <https://www.opgc.co.in/abt/a1.asp> [dostęp: 11.09.2024].
- Offshore Oil Terminals: Potential Role in U.S. Petroleum Distribution*, 1 January 1989, U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Office of Policy and Planning, Washington.
- Oil price, explained, <https://www.postfactum.co.uk/oil-price-explained-data-world-energy-opeac-refining-barrels-market-geopolitics-crude>
- Oko na reklamy państwowych firm. PGE i Orlen będą się tłumaczyć?, <https://www.rp.pl/media/art39149181-ok-na-reklamy-panstwowych-firm-pge-i-orlen-beda-sie-tlumaczyc> [dostęp: 30.10.2024].
- Orlen, Lotos i PZU w TVP i Polsacie reklamowały się za ponad 100 mln zł, w stacjach TVN za 2 mln zł, <https://www.wirtualnemedi.pl/artykul/orlen-lotos-pzu-reklama-tvp-polsat-100-mln-zl-brak-reklam-tvn-2-mln-zl> [dostęp: 30.10.2024].
- Ostrowski P., *Najstarsza elektrownia w Europie*, <http://www.abcwypoczynku.pl/artykuly/tresc/nr/pokaz/siodmy-8/> [dostęp: 11.09.2024].
- Overview of Russian LNG Projects, <https://www.pwc.ru/en/publications/russian-lng-projects.html> [dostęp: 2.01.2020].
- Petrochina Company Limited (a Joint Stock Limited Company Incorporated in the People's Republic of China with Limited Liability) (Stock Code: 857) Discloseable Transaction Connected Transaction, <https://www1.hkexnews.hk/listedco/listconews/sehk/2015/1224/ltn20151224569.pdf> [dostęp: 21.02.2022].
- PGNiG i Gazprom podpisały aneks na długoterminowe dostawy gazu, <https://www.parkiet.com/artykul/298593.html> [dostęp: 20.10.2024].
- Piernikarski D., Ponadgabaryty: *Turbiny wiatrowe – transportowe wyzwanie*, <https://samochody-specjalne.pl/2020/06/22/turbiny-wiatrowe-transportowe-wyzwanie/> [dostęp: 10.11.2024].
- Plant life management models for long term operation of nuclear power plants, <https://www.iaea.org/publications/10520/plant-life-management-models-for-long-term-operation-of-nuclear-power-plants> [dostęp: 11.09.2023].
- Podstawowe parametry węgla kamiennego, https://czysteogrzewanie.pl/podstawy-podstawowe-parametry-wegla-kamiennego/#Jaki_sortyment_wegla_wybrac
- Pollock R.A., *DIY The Process of Healing from Trauma through Woodworking, and Living Off Grid*, New York (CUNY) 2023.
- Prawie 5 tys. wniosków o naprawę szkód górniczych, <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Prawie-5-tys-wnioskow-o-naprawe-szkod-gornicznych-4095825.html>, z dnia 01.04.2018 [dostęp: 11.09.2024].
- Produkcja paneli w Europie z dużo niższym śladem CO2 niż w Chinach, <https://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/20137470/produkcja-paneli-w-europie-z-duzo-nizszym-sladem-co2-niz-w-chinach> [dostęp: 10.11.2024].

- Programy DSR w latach 2017–2021, <https://www.pse.pl/uslugi-dsr/programy-dsr-w-latach-2017-2021> [dostęp: 27.10.2024].
- PSEW: dopłaty do rachunków za prąd dla mieszkających przy farmach wiatrowych, <https://www.bankier.pl/wiadomosc/PSEW-doplatty-do-rachunkow-za-prad-dla-mieszkajacych-przy-farmach-wiatrowych-3518073.html> [dostęp: 11.09.2024].
- Putting a Price on Energy: International Coal Pricing, https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Coal_Study_2010_en.pdf [dostęp: 22.10.2024].
- Rajmahal Coal Mines Ltd (RCML), <https://www.esselmining.com/our-businesses/mining-services/rcml/> [dostęp: 11.09.2024].
- Rystad Energy Spreads Misinformation About Europe's Largest Nuclear Reactor, <https://substack.com/home/post/p-140419626> [dostęp: 11.09.2023].
- Schlaich J., Schiel W., *Solar Chimneys*, Encyclopedia of Physical Science and Technology, (red.), RA Meyers London 2001, <http://www.solarmillennium.de/pdf/SolarCh.pdf>
- Solar cell prices plunge to all-time low, <https://www.pv-magazine.com/2023/11/03/solar-cell-prices-plunge-to-all-time-low/>
- Solar installations set to break global, US records in 2023, <https://www.canarymedia.com/articles/solar/chart-solar-installations-set-to-break-global-us-records-in-2023> [dostęp: 03.12.2024].
- Spółdzielnia energetyczna, <https://www.gov.pl/attachment/237ea874-3c26-4cf1-8736-b1656c546dc5> [dostęp: 29.10.2024].
- SPUTNIK KAZAKHSTAN, Как в Казахстане будут регулировать майнинг криптовалют, 07.12.2022, <https://ru.sputnik.kz/20221207/kak-v-kazahstane-budut-regulirovat-mayning-kriptoalyut-30085997.html> [dostęp: 22.02.2023].
- Stompf R., *Hydroelectricity of the 20th Century*, <https://www.fuergy.com/> [dostęp: 25.12.2022].
- StopFakeNews – MKiŚ nie prowadzi prac nad rejestracją i opłatą ekologiczną instalacji fotowoltaicznych, <https://www.gov.pl/web/klimat/stopfakenews-mkis-nie-prowadzi-prac-nad-rejestracja-i-oplata-ekologiczna-instalacji-fotowoltaicznych> [dostęp: 14.08.2023].
- Strupczewski A., *Porównanie dostępnych na rynku reaktorów jądrowych: zalety i wady techniczne, ekologiczne i ekonomiczne*, STRESZCZENIA SUMMARY, 2009.
- Sun's rays to drive Aerial Landing Field* „Modern Mechanix” Oktober 1934.
- Surowców nie zabraknie na zimę. Mrożenie cen niepewne, <https://www.parkiet.com/surowce-i-paliwa/art39012211-surowcow-nie-zabraknie-na-zime-mrozenie-cen-nieprawne> [dostęp: 11.09.2024].
- Tak niskich cen uprawnień do emisji CO₂ w tym roku jeszcze nie było, <https://www.wnp.pl/energetyka/tak-niskich-cen-uprawnien-do-emisji-co2-w-tym-roku-jeszcze-nie-bylo,774233.html> [dostęp: 11.09.2024].
- Technologia i metody skraplania gazu ziemnego, <https://www.gaz-system.pl/pl/terminal-lng/lng-w-pigulce.html> [dostęp: 11.09.2024].

- The Brent Group (Middle Jurassic) of the Brent Field, Northern North Sea, 69th EAGE Conference and Exhibition – Workshop Package, <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201405142> [dostęp: 20.10.2024].
- Three Gorges Dam Hydro Electric Power Plant, China, <https://www.power-technology.com/projects/gorges/> [dostęp: 11.09.2024].
- TVO Credit Investor Presentation, https://www.tvofin.fi/material/collections/20210713150018/7RllfhpQP/TVO_Credit_Investor_Presentation_June_2021.pdf [dostęp: 11.09.2023].
- U.S. Geological Survey, https://www.usgs.gov/faqs/what-are-types-coal?qt-news_science_products=0#qt-news_science_products [dostęp: 22.10.2024].
- Ubóstwo energetyczne dotyczy od 3 do 30 proc. gospodarstw domowych w Polsce, <https://pie.net.pl/kryzys-spolaryzowal-polskie-ubostwo-energetyczne-to-od-3-do-30-proc-gospodarstw-domowych/> [dostęp: 04.11.2024].
- Understanding Crude Oil Benchmarks and Classifications, <http://www.oilscams.org/crude-oil-benchmarks> [dostęp: 25.01.2020].
- Usługa IRP będzie świadczona przez CMC Poland, Lerta, Enel X Polska, Enspirion, Polenergia Obrót oraz Tauron Sprzedaż, <https://nettg.pl/gornictwo/175222/usluga-irp-bedzie-swiadczone-przez-cmc-poland-lerta-enel-x-polska-enspirion-polenergia-obrot-oraz-auron-sprzedaz> [dostęp: 27.10.2024].
- Ustawa wiatrakowa 2023 r. przyjęta przez Sejm, <https://mgs-law.eu/ustawa-wiatrakowa-2023-r-przyjeta-przez-sejm/> [dostęp: 11.09.2024].
- W USA zaprzestano dotowania produkcji bioetanolu, <https://energia.rp.pl/energetyka/art13946241-w-usa-zaprzestano-dotowania-produkcji-bioetanolu> [dostęp: 11.09.2024].
- What is Netback, <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/netback/> [dostęp: 26.02.2020].
- Wiatrak pod domem? Zapłacisz o połowę mniej za prąd, <https://wysokienapiecie.pl/83210-wiatrak-pod-domem/> [dostęp: 11.09.2024].
- Wiatraki, kuźnie, młyny, <https://regionwielkopolska.pl/kultura-ludowa/budownictwo-wiejskie/wiatraki-kuznie-mlyny/> [dostęp: 11.09.2024].
- Wind explained History of wind power, <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/history-of-wind-power.php> [dostęp: 11.09.2024].
- Wodór zielony, niebieski, szary. Wszystkie kolory wodoru, https://www.ey.com/pl_pl/climate-change-sustainability-services/wodor-zielony-niebieski-szary-wszystkie-kolory-wodoru [dostęp: 20.06.2024].
- World's largest concentrated solar power (CSP) plant delivers electricity to California, <https://www.evwind.es/2014/02/15/worlds-largest-concentrated-solar-power-csp-plant-delivers-electricity-to-california/43231>
- Wstępny szacunek produktu krajowego brutto 28.02.2023 r. w 4 kwartale 2022 r., https://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5480/3/82/1/wstepny_szacunek_produkту_krajowego_brutto_w_4_kwartale_2022_r.pdf
- WTI Crude Oil Prices – 5 Year Daily Chart, <https://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart> [dostęp: 17.10.2024].

- XXV Lista 500, <https://rankingi.rp.pl/lista500/2023#four> [dostęp: 28.10.2024].
- Zastosowanie LNG, <https://www.gaz-system.pl/pl/terminal-lng/lng-w-pigulce.html> [dostęp: 11.09.2024].
- Газовая промышленность, <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/activities/4905?lang=ru>
- Газовый союз России, Казахстана и Узбекистана и перспективы энергетического сотрудничества, <https://dzen.ru/a/ZDfSk-uyKGBV0X98>
- Неделин В., Турбина стоеросовая: почему происходят ЧП на новой финской АЭС, <https://iz.ru/1615121/viktor-nedelin/turbina-stoerosovaia-pochemu-proiskhodiat-chp-na-novoi-finskoi-aes> [dostęp: 11.09.2023].

Indeks

- Afryka 27, 270
Agencja Energii Atomowej (The Nuclear Energy Agency, NEA) 15
Ameryka Południowa 27, 131, 270
Ameryka Północna 131
Australia 74, 159, 224, 229, 230, 231, 260, 276, 349, 353
Azja 209, 227, 228, 229, 230, 242, 250, 261, 262, 263, 270, 273, 285, 289
bioetanol 50, 131, 242, 243, 244, 245, 262, 263, 264, 277
bloki elektrowni termalnych 35
BP 15, 35, 37, 42, 43, 44, 50, 54, 69, 71, 72, 78, 104, 105, 107, 111, 115, 119, 132, 133, 134, 135, 161, 164, 165, 166, 206, 208, 209, 210, 211, 213, 214, 215, 218, 222, 226, 240, 249, 250, 251, 253, 254, 259, 271, 273, 275, 280, 282, 290, 324
CCS 202
CCU 202
CCUS 202, 204
CNPC 15
CPP 330
dekarbonizacja 105, 233, 238
deprecjacja technologiczna 66
dobrostan 30
dostępność 95, 302
DSR 328, 329, 330
efektywność energetyczna 360, 363
EIA 15, 33, 44, 72, 109, 132, 149, 151, 152, 223, 230, 232, 255, 268, 270, 271, 273, 276, 277
elektroenergetyka 302
elektrownie 77, 163, 176, 177, 181, 183, 185, 375, 380
elektrownie pływowe 181
elektrownie przepływowe 177
elektrownie szczytowo-pompowe 183, 185
elektrownie węglowe 77
elektrownie wiatrowe 163
emisje 83, 369, 370, 379
Enea SA 15, 342, 356
energetyka rozproszona 59, 308, 394
energetyka solarna 142, 143, 145
energetyka zawodowa 100
energia geotermalna 186, 187, 190
EPR 61, 62
Equinor 15, 167, 388
Europa 26, 83, 131, 154, 157, 160, 166, 169, 175, 193, 201, 211, 241, 258, 261, 263, 273, 281, 289, 292, 293, 294, 370, 383, 391
ExxonMobil 15
fotowoltaika 67, 105, 131, 137, 143, 145, 146, 147, 149, 153, 172, 173, 325, 330, 342, 345, 346, 352
Gazoport 124, 125, 127
Gazprom 15, 124, 127, 208, 209, 293
górnictwo 79, 84, 87, 89, 90, 92, 104, 229, 233, 239
handel 51, 97, 247
heliostaty 151, 152, 153, 154
Hinkley Point C 60, 61, 62, 64
hydroelektrownie 137, 175, 176, 180, 182, 183, 325

- hydroenergetyka 20, 46, 51, 174, 177, 368
- instalacja fotowoltaiczna 38, 56, 141, 155, 199, 346, 350, 357, 392
- instalacje fotowoltaiczne 141, 327, 345
- inwestycje 10, 18, 31, 47, 52, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 64, 65, 66, 67, 84, 90, 97, 105, 110, 113, 117, 119, 126, 127, 137, 140, 141, 148, 162, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 173, 174, 175, 181, 203, 205, 212, 220, 221, 231, 236, 237, 244, 257, 258, 261, 264, 288, 290, 305, 308, 310, 320, 323, 338, 343, 345, 346, 347, 348, 357, 362, 364, 366, 377, 388, 389, 390, 391, 392
- jakość życia 186, 358, 360
- kartele 27
- konkurencyjność 42, 90, 95, 97, 200, 203, 237, 239, 248, 257, 303, 315, 390
- konsumpcja 9, 12, 14, 31, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 44, 52, 54, 69, 70, 71, 75, 87, 95, 98, 101, 104, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 118, 119, 120, 124, 131, 132, 133, 206, 208, 209, 210, 213, 214, 216, 218, 219, 220, 221, 222, 224, 225, 226, 230, 234, 240, 246, 249, 250, 251, 252, 253, 255, 259, 260, 263, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 274, 278, 279, 280, 327, 353, 358, 359, 360, 363, 367, 369, 374, 389, 391, 393
- koszty wydobycia 91
- kultura energetyczna 79, 83, 91, 262
- magazynowanie energii 325
- metodologia 34, 38, 43, 252, 299
- Międzynarodowa Agencja Energetyczna (The International Energy Agency, IEA) 15, 72, 243, 259
- NIOC – National Iranian Oil Company 15
- ochrona środowiska 10, 19, 23, 31, 38, 86, 87, 160, 179, 188, 192, 223, 238, 318, 323, 331, 364, 369, 371, 376, 381, 390
- odnawialne źródła energii (OZE) 137, 184, 191, 192, 223, 338, 354
- Organizacja Producentów i Eksporterów Ropy Naftowej (Organization of the Petroleum Exporting Countries, OPEC) 15, 136, 218, 219, 221, 226, 393
- paliwa węglowodorowe 38, 49, 50, 78, 105, 217, 223, 265, 276, 357
- Petrobras – Petróleo Brasileiro 15
- Petronas – Petroliam Nasional Berhad 15
- Polska Grupa Energetyczna SA (PGE SA) 15, 169, 342, 344
- Polski Koncern Naftowy Orlen (Orlen) 15, 121, 122, 123, 124, 169, 343, 344
- porozumienia klimatyczne 67, 173
- przepławka 179
- rentowność 10, 52, 55, 56, 59, 66, 78, 89, 110, 113, 117, 123, 174, 189, 190, 302, 336, 391, 394
- rezerwy naturalne 69
- ROR (ang. run-of-the-river) 177, 178, 179, 180
- rozwój technologii 27, 246, 330
- rynek 39, 51, 134, 138, 139, 245, 262, 332, 335, 360, 361
- Saudi Aramco 15
- sektor energetyczny 32
- sektor wydobywczy 235
- Shell 15
- SMR (Small Modular Reactors) 61, 200
- Socar – State Oil Company of the Azerbaijan Republic 15
- społeczeństwo 338, 383

- STUK (Säteilyturvakeskus, ang. Radiation and Nuclear Safety Authority in Finland) 63
- Tauron SA 15
- Thomas Edison 301
- transformacja energetyczna 324
- turbiny wiatrowe 163, 384
- węgiel bitumiczny 75, 76, 77, 78, 232
- węgiel brunatny 34, 73, 77, 103, 204, 228, 276, 314
- węgiel kamienny 41, 72, 73, 74, 79, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 101, 102, 104, 105, 117, 175, 193, 204, 226, 227, 229, 230, 231, 235, 239, 276, 283, 314, 317, 341, 363, 372, 378
- węgiel koksowniczy 95
- węglowodory 18, 44, 45, 108, 204, 238, 248, 263, 265, 291, 314, 377, 378
- wodór: biały, brązowy, czarny, fioletowy, niebieski, szary, turkusowy, zielony 196, 200, 201, 202, 203, 366
- wydobycie 45, 50, 70, 74, 75, 77, 78, 85, 86, 87, 88, 89, 91, 92, 93, 96, 97, 98, 99, 101, 102, 103, 107, 108, 109, 120, 121, 122, 123, 134, 187, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 213, 214, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 224, 225, 226, 227, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 248, 249, 252, 253, 260, 265, 269, 270, 272, 273, 282, 284, 288, 290, 291, 341, 342, 392
- zrównoważony rozwój 10, 13, 15, 19, 31, 59, 112, 154, 172, 190, 195, 246, 257, 264, 308, 318, 359, 360, 364, 365, 366, 367, 388