

**ENERGETYKA
I JEJ PRZYSZŁOŚĆ
W PAŃSTWACH KAUKAZU
POŁUDNIOWEGO
A STOSUNKI
MIĘDZYNARODOWE
W REGIONIE**

Piotr Kwiatkiewicz

Poznań 2021

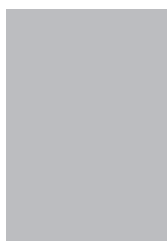
Recenzje wydawnicze
prof dr hab. Tadeusz Bodio
prof. AFM dr hab. Rafał Czachór

© Copyright by Piotr Kwiatkiewicz

Wydawnictwo Naukowe FNCE



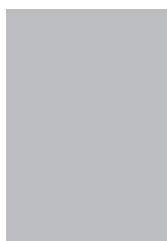
ISBN 978-83-66800-18-2
Poznań 2021



SPIS TREŚCI

Wstęp	5
Rozdział 1. Funkcjonowanie rynku paliwowo-energetycznego w ujęciu globalnym	17
1.1. Odbiorcy i dostawcy energii pierwotnej – stan obecny i perspektywy	17
1.2. Elementy specyfiki handlu surowcowego.....	31
1.3. Kierunki przepływu towarowego	34
1.4. Giełdy i kontrakty surowcowe	45
Rozdział 2. Uwarunkowania naturalne oraz infrastruktura	59
2.1. Armenia	59
2.2. Azerbejdżan.....	77
2.3. Gruzja.....	93
Rozdział 3. Charakterystyka i uwarunkowania konsumpcji oraz profil produkcji paliw i energii elektrycznej	113
3.1. Armenia	113
3.2. Azerbejdżan.....	127
3.3. Gruzja.....	157
Rozdział 4. Propozycje założeń modelu rozwojowego rynku paliwowo-energetycznego	169
4.1. Założenia i metodyka badawcza.....	169
4.2. Analiza SWOT rynku paliwowo-energetycznego państw Południowego Kauka-	

zu.....	184
4.3. Systematyzacja i gradacja uwarunkowań istotnych dla lokalnych rynków paliwowo-energetycznych na obszarze Kaukazu Południowego	190
4.4. Dobór wymogów koniecznych dla modelu rozwoju rynku paliwowo-energetycznego	192
4.5. Analiza założeń do modelu logicznego z wykorzystaniem wiedzy eksperckiej... ..	196
Rozdział 5. Preferowany model rozwoju rynku paliwowo-energetycznego ..	220
5.1. Zaopatrzenie rynku paliwowo-energetycznego – wymiar międzynarodowy	220
5.2. Profilowanie rynku	228
5.3. Kwestia integralności terytorialnej i funkcjonowania państw nieuznawanych w modelu rozwiązań rynku paliwowo-energetycznego	236
5.4. Model referencyjny rozwoju rynku paliwowo-energetycznego w obszarze Kaukazu Południowego	239
Zakończenie	251
Conclusions.....	257
Bibliografia.....	263
Słownik.....	279
Indeks geograficzny	280
Indeks nazw własnych	285
Indeks skrótów.....	289



WSTĘP

Wyróżnikiem energetyki w gospodarce jest inercja. Wynika ona z m.in. z uwarunkowań infrastrukturalnych, specyfiki rozwiązań branżowych oraz charakterystyki sektora paliwowo-energetycznego, dynamiki postępu technicznego i zdolności jego implementacji. Okoliczności, które odpowiadają za przesunięcie w czasie realizacji podejmowanych decyzji, jest więcej. Każda z nich ma swój szeroko pojęty wymiar gospodarczy i odzwierciedlenie finansowe. Właściwość ta znajduje swoje odbicie na rynku branżowym. Rafineria wiąże się z konkretnym dostawcą ropy naftowej na wiele miesięcy, a najczęściej lat, gdyż dostosowuje swą produkcję do określonych parametrów technicznych. Zmiana trwa długo, jeśli jest w ogóle możliwa bez przebudowy linii produkcyjnej. Zależność od sieci przesyłowej i magazynowej wydłuża ten proces, a nierzadko wręcz wyklucza. Rynki odwzorowują ten stan, stąd zachodzące na nich przeobrażenia cechuje podobna dynamika.

Inną istotną cechą własną energetyki i związanego z nią obszaru wymiany handlowej jest jej upolitycznienie. Oznacza ono oddziaływanie w obrocie towarowym grupy czynników, dla których popyt i podaż nie należą do najistotniejszych, a cena odgrywa drugorzędną rolę. Wynika to ze strategicznego charakteru tych będących przedmiotem transakcji dóbr, które mają duże znaczenie dla bezpieczeństwa ekonomicznego i rozwoju gospodarczego. Dlatego funkcjonowanie rynku paliwowo-energetycznego znajduje się w centrum zainteresowania każdego państwa. Prawidłowość ta dotyczy w całej rozciągłości także i regionu Południowego Kaukazu, który wyróżnia się spośród innych części świata złożonością geopolitycznych uwarunkowań i odmiennym niż oficjalnie przyjęty przebiegiem granic.

Obszar ten bowiem podzielony jest między trzy powszechnie uznane przez społeczność międzynarodową państwa: Republikę Armenii (dalej Armenia), Republikę Azerbejdżanu (dalej Azerbejdżan) oraz Republikę Gruzji (dalej Gruzja). De facto funkcjonują w nim także trzy kolejne, które nie doczekały się jeszcze od niej potwierdzenia swej suwerenności, tj. Republika Abchazji, Republika Osetii Południowej i Republika Górskiego Karabachu.

Wybór państw Południowego Kaukazu jako obiektu badań związanych z sektorem, a szerzej rynkiem paliwowo-energetycznym z jednej strony wynika z sytu-

acji geopolitycznej, w jakiej się on znajduje, natomiast z drugiej ze strategicznego znaczenia gospodarczego, jakie posiada jego lokalizacja. Każdy z tych elementów rozpatrywany z osobna, jak i też obydwaj łącznie, czynią jego casus naukowo interesującym. W pierwszym przypadku przedmiotem dociekań pozostaje wpływ, jaki na stan miejscowych gospodarek wywierają utrzymujące się w regionie relacje bilateralne. Nie trudno go zauważyć obserwując rzeczywistość gospodarczą Armenii, Azerbejdżanu czy Gruzji, lecz skala i siła tego oddziaływania nie jest już tak klarowna. Podobnie rzecz się ma z stosunkami z najbliższym otoczeniem usytuowanym po sąsiedzku. Istnienie zależności między jakością a sytuacją gospodarczą jest powszechnie widoczne, ale ekonomiczny wymiar takiego układu dostrzegany jest sporadycznie. W drugim z nadmienionych przypadków dotyczącym znaczenia tego regionu dla światowego handlu za argument uzasadniający wartość poznawczą studiów nad nim wystarczy wskazać jego graniczne usytuowanie. Jego obszar oddziela Europę od Azji, Bliski Wschód od Azji Centralnej, a zarazem stanowi rubież przestrzeni poradzieckiej i zasięgu wpływów rosyjskich. Czyni go to regionem o strategicznym znaczeniu gospodarczym oraz politycznym.

Dokładnie tę samą pozycję przypisać można energetyce i związanym z nią rynkom surowcowo-paliwowym. Wynika ona ze znaczenia, jakie energetyka pełni we współczesnym życiu gospodarczym, które bez niej nie istnieje. Handel paliwami i energią elektryczną, jako szczególnie newralgiczny, skupia na sobie i reaguje na najszerszy możliwy zakres bodźców zewnętrznych związanych z rynkiem. Czyni go to wygodnym punktem odniesienia dla oceny zachodzących zjawisk i procesów w całej gospodarce danego państwa. Zaletą przypisania rynkowi energetycznemu takiej funkcji jest daleko wychodząca poza standardy innych sektorów wrażliwość na zmiany polityczne zachodzące na arenie krajowej, regionalnej i makroregionalnej. Ponadto paliwa i energia elektryczna są tymi towarami, którymi obrót nie ustaje nawet w sytuacji braku innych relacji gospodarczych w stosunkach bilateralnych. Za przykład posłużyć mogą tu stosunki gruzińsko-rosyjskie po 2008 roku, a precyzyjnie zakupy przez pierwsze z wymienionych państw gazu ziemnego od drugiego czy zasady działalności hydroelektrowni Inguri.

Połączenie casusu Południowego Kaukazu oraz energetyki w odświeżeniu rynkowej ma zatem wyjątkowy z poznawczego punktu widzenia charakter. Ponadto w tym regionie międzynarodowy obrót towarowy na rynku paliwowo-energetycznym jest też nad wyraz czytelny, co dodatkowo podnosi jego walory egzemplifikacyjne. Wyrazistość ta jest konsekwencją kontrastu, który uwidacznia się m.in. za sprawą występującego tu podziału ról w obszarze surowcowym. Azerbejdżan jest znaczącym eksporterem nośników węglowodorów, natomiast Armenia i Gruzja zmuszone są do ich importu. Pierwsza czyni z ich przetwarzania na energię elektryczną potężny atut rodzimej gospodarki i ważny produkt eksportowy, natomiast druga usiłuje wykorzystać swe tranzytowe położenie, by uczynić z niego walor rozwojowy dla siebie.

W wymiarze politycznym Armenia i Azerbejdżan od przeszło ćwierćwiecza pozostają ze sobą w stanie niewypowiedzianej wojny – konfliktu zbrojnego, który

pochłonął już kilkadziesiąt tysięcy ofiar i niezmiennie pozostaje elementem destabilizacji sytuacji politycznej na Południowym Kaukazie. Gruzja zachowuje neutralność i utrzymuje relacje ze zwaśnionymi stronami. Nie podejmuje się jednak roli pośrednika handlowego między nimi, chociaż pełni ją w ich kontaktach z innymi państwami. Przez jej terytorium kierowana jest na Zachód ropa naftowa i gaz ziemny z Azerbejdżanu. Dobra te sprowadzane są również przez Armenię. Trafiają one do niej m.in. z Federacji Rosyjskiej przez terytorium Gruzji, która jest z nią zwaśniona. Struktura powiązań gospodarczych wynikających z układów politycznych jest złożona, ale zarazem też bardzo stabilna. Wskazane okoliczności pozostają w wymiarze gospodarczym interesującym studium przypadku, którego możliwie najpełniejsze rozpoznanie ma w wymiarze nauk ekonomicznych użyteczny charakter. Pozwala bowiem na identyfikację i uporządkowanie uwarunkowań współpracy międzynarodowej w obszarze sektora paliwowo-energetycznego. Wiedza na ten temat ma kluczowe znaczenie dla rozwoju gospodarczego regionu Południowego Kaukazu w przyszłości. Stwarza możliwość określenia jego kierunków, a w dalszej kolejności, opracowania modelowych rozwiązań w tym zakresie. Jest to istotne nie tylko dla wskazanego obszaru, ale też dla potencjalnych kooperantów i inwestorów zewnętrznych.

Zawężenie poszukiwań do samego sektora paliwowo-energetycznego, rozumianego jako moce wytwórcze i potencjał przemysłowy, nie odzwierciedlałoby jego stanu rzeczywistego, gdyby nie odniesienie do rynku. Również i dociekania nad tym ostatnim, bez przedstawienia szerokiej charakterystyki oraz analiz źródeł zaopatrzenia w dobra podlegające wymianie, byłyby niepełne.

Celem zasadniczym pracy była identyfikacja oraz selekcja uwarunkowań funkcjonowania sektora jako części wytwórczej i lokalnych rynków paliwowo-energetycznych na obszarze Kaukazu Południowego (cel poznawczy) w powiązaniu z relacjami międzynarodowymi każdego z położonych tam państw, a także określenie wynikających stąd determinantów ich rozwoju z uwzględnieniem aspektu bezpieczeństwa ekonomicznego. Ponadto nie mniej istotne pozostawało wypracowanie koncepcji modelu, w oparciu o który sektor paliwowo-energetyczny mógłby optymalnie funkcjonować w regionie (cel aplikacyjny) przy uwzględnieniu miejscowych realiów politycznych.

Przyjęte założenia pozwoliły na zawężenie ram terytorialnych pracy do obszaru geograficznego Południowego Kaukazu i znajdujących się tam państw. Jedyne pośrednio dotykają one najbliższego otoczenia regionu, a więc Iranu, Rosji i Turcji. Nie podejmują jednakże szczegółowych analiz ich energetyki, zawężając się do wskazania wielkości dostarczanych na teren dostaw surowcowych. Chronologiczne cezury koncentrują się na wydarzeniach i danych ekonomicznych ostatnich lat. Sporadycznie kreśląc dynamikę zachodzących procesów, przytoczono są ważniejsze informacje z ostatniej dekady XX wieku. Zasadniczy przekaz analizuje sytuację z istniałą po 2010 roku, koncentrując się na stanie powstałym po 2015 roku. Górną granicą czasową przetwarzanych treści są raporty i materiały statystyczne dotyczą-

ce 2019 roku oraz istotne dla podejmowanej problematyki okoliczności polityczno-gospodarcze, związane z kolejną fazą konfliktu karabachskiego jesienią 2020 r.

Uznanie konieczności przybliżenia możliwie najszerszego spektrum dociekań tematycznych wykreowało adekwatne do tego podejścia kryteria, wytyczające ramy identyfikacji tematycznej rynku paliwowo-energetycznego. Tak też na łamach pracy mieszczą się w nim wszelkie instrumenty obrotu handlowego uchodzące w energetyce jako paliwa lub surowce służące do ich wytworzenia, a także będąca już gotowym produktem energia elektryczna. Integralną częścią rynku paliwowo-energetycznego pozostają zjawiska i procesy towarzyszące zachodzącej wymianie lub tworzące potencjał pozwalający ją zrealizować. Ponadto obejmuje on towarzyszące mu realia prawne.

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

- ustalenie relacji między uwarunkowaniami rynkowymi a politycznymi w systemie zabezpieczenia energetycznego Armenii, Azerbejdżanu oraz Gruzji;
- identyfikacja potrzeb własnych i potencjału wytwórczego w obszarze energetyki Armenii, Azerbejdżanu i Gruzji w powiązaniu ze stosunkami bilateralnymi państw regionu;
- identyfikacja stanu i potencjału gospodarczego infrastruktury przesyłowej i magazynowej w sektorze energetycznym;
- nakreślenie poprzez charakterystykę energetyki państw regionu – jego geopolitycznego kształtu;
- zaproponowanie modelu koncepcji zaopatrzenia energetycznego rynku krajowego Armenii, Azerbejdżanu i Gruzji.

Południowy Kaukaz i położone w nim państwa nie należą do najzamożniejszych i najsilniejszych gospodarczo. Można wskazać wiele okoliczności współodpowiedzialnych za ten stan rzeczy. Obarczać przeszłość i zawirowania dziejowe, dopatrywać się przyczyn w społeczeństwie i uwarunkowaniach kulturowych oraz wynikających stąd orientacjach światopoglądowych etc. Pragmatyczne znaczenie tych ustaleń pozostanie jednakże nieznaczące, gdyż w przeważającej mierze są nieusuwalne, przynajmniej w dających się określić ramach czasowych. Nie brak jednak i takich czynników, których oddziaływanie jest kluczowe, a ich przyszłość jawi się jako otwarta. Należy do nich podporządkowanie wymiany handlowej w obszarze energetyki determinantom politycznym. Rzutuje ono na kształt istniejącego systemu energetycznego Armenii, Azerbejdżanu oraz Gruzji, a zarazem wytycza kierunek, w którym wymiana ta podąży. Jest to też główna hipoteza pracy i jej weryfikacji podporządkowano cały tok podejmowanych dociekań naukowych.

Potwierdzenie lub zanegowanie założenia, zgodnie z którym obrót towarowy w obszarze energetyki na Kaukazie Południowym jest zależny od polityki zagranicznej poszczególnych państw regionu, i że relacja ta nadała kształt rynkom paliwowo-energetycznym tych ziem oraz kreśli ich przyszłość, jest poważnym wyzwaniem badawczym. Wymaga ono udzielenia odpowiedzi na pytania: o hierarchię podejmo-

wanych decyzji związanych z doбором oferenta czy nabywcy; o to, co determinuje jego wybór – warunki handlowe czy tożsamość polityczna podmiotu; o to, jakie są kryteria lokowania nowych inwestycji w określony typ wytwórczej i magazynowej infrastruktury energetycznej etc. Wynikających stąd kwestii, które wymagają wyjaśnienia, jest znacznie więcej. Stąd też jako element pomocniczy, który służył realizacji tego zadania, sformułowano cztery poniższe hipotezy pomocnicze (HP):

HP 1: W obrocie międzynarodowym na obszarze Kaukazu Południowego dostrzeżalna jest deprecjacja znaczenia rachunku ekonomicznego przez czynniki polityczne, co ma swoje widoczne odzwierciedlenie w międzynarodowych stosunkach gospodarczych w obszarze handlu surowcami energetycznymi.

HP 2: Uznano istnienie znaczącej dyferencji między wymogami inwestycyjnymi a ich realizacją w zakresie dostosowania zaplecza wytwórczego oraz infrastruktury magazynowo-przesyłowej do obecnego i prognozowanego poziomu konsumpcji paliw i energii elektrycznej. Wynika ona m. in. z determinowanych czynnikami politycznymi barier napływu kapitału zagranicznego, pozwalającego na realizację takich przedsięwzięć.

HP 3: Za przeszkodę na drodze do modernizacji systemu energetycznego uznano brak konkurencji w poszczególnych segmentach rynku paliwowo-energetycznego, który stanowi przeszkodę na drodze do modernizacji systemu energetycznego, przypisano czynnikom politycznych. Wśród nich kluczową pozycję zajęły interesy gospodarcze podmiotów zagranicznych.

HP 4: Stan zamożności społeczeństwa stanowi poważną przeszkodę na drodze do rozwoju energetyki prosumenckiej i uzupełnienia zaopatrzenia krajowych sieci elektroenergetycznych.

Przyjęte cele i założenia niniejszej pracy oraz specyfika podjętej problematyki nie pozostały bez wpływu na tryb postępowania metodologicznego i dobór zastosowanych narzędzi naukowego poznania. Wśród metod badawczych wykorzystana została m.in. **analiza materiałów statystycznych**. Przetworzenie informacji na temat popytu, podaży, wielkości produkcji, cen, stanu zasobów naturalnych etc. uznano za bazowy element w procesie pozyskania wiedzy w obszarze badanej problematyki. Dane zaczerpnięto z narodowych instytutów statystycznych w Azerbejdżanie, Armenii i Gruzji. Posiłowano się też publikacjami z urzędów o takim charakterze w państwach leżących na Południowym Kaukazie, a nie mających międzynarodowego uznania: Republiki Górskiego Karabachu, Republiki Abchazji i Południowej Osetii. Informacje te zestawiono z informacjami publikowanymi przez ministerstwa energetyki, gospodarki, infrastruktury wskazanych państw oraz podmioty rynkowe działające w regionie, w tym koncerny i spółki branżowe takie jak Gazprom, SOCAR, BP, Łukoil, i uzupełniono. Posłużono się także danymi zgromadzonymi przez agencje Departamentu Energetyki Stanów Zjednoczonych (Energy Administration Information, dalej EIA) oraz wykorzystano narzędzia służące do ich obróbki technicznej. Podobnie rzecz ma się z bazami Międzynarodowej Agencji Energetycznej (International Energy Agency, dalej IEA), Banku Światowego, Międzynarodo-

wego Funduszu Walutowego (dalej IMF), Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (dalej OECD), wyspecjalizowanych agend Unii Europejskiej (dalej UE), w tym Eurostatu, a także Komisji Europejskiej. Pozostałe wykorzystane zestawienia statystyczne uzyskano podczas prac w terenie.

W porządkowaniu informacji strategicznych dla sektora energetycznego oraz jego rozwoju w regionie Południowego Kaukazu sięgnięto także do **analizy SWOT** jako heurystycznej techniki dociekań naukowych. Wykorzystano ją również do opisu zjawisk zachodzących w procesie konceptualizacji i wdrażania strategii energetycznych państw Kaukazu Południowego. Przyjmując geograficzny obszar prowadzonych poszukiwań, naturalnym porządkiem rzeczy było wykorzystanie **metody porównawczej**. Stanowiła ona istotny element podbudowy dla wykreowanego tu dla potrzeb poszukiwań badawczych układu modelowego rozwiązań logistycznych w wewnętrznej oraz międzynarodowej polityce energetycznej Armenii, Azerbejdżanu oraz Gruzji.

W przyjętej procedurze badawczej trudną do przecenienia rolę odegrała **analiza aktów prawnych**. Kluczowe znaczenie wśród nich odegrały obowiązujące regulacje, niemniej w dociekaniach nad kierunkami przemian gospodarczych uwzględniono również te rozwiązania normatywne, które przestały być aktualne. Dotyczy to zarówno porozumień międzynarodowych, jak i regulacji wewnętrznych. Niezwykle istotnym elementem prowadzonych dociekań pozostały krytyczne studia literatury naukowej związanej z tematem pracy – pozycje podejmujące kwestie z zakresu finansów, ekonomiki transportu, polityki gospodarczej, ekonomii, logistyki, relacji międzynarodowych oraz systemów politycznych oraz stosunków wewnętrznych państw tej części świata.

Z powodu wysokiej złożoności i wyjątkowej specyfiki zagadnienia, w ramach którego logika rynkowa i pragmatyzm działań politycznych – tak dobrze znane choćby z relacji międzynarodowych państw OECD – niejednokrotnie okazują się daleko niewystarczające, by wyłącznie na ich podstawie oprzeć wyjaśnienia wybranych wydarzeń, sięgnięto po zdobycze wiedzy stanowiącej rezultaty badań dziedzin, które wykorzystują narzędzia metodologiczne, niekojarzone standardowo z warsztatem pracy typowym dla ekonomisty. Stąd też analizy i ustalenia, oparte o **dedukcję** czy **indukcję**, oraz weryfikacje przekazów z wykorzystaniem **retrospekcji** bądź też na podstawie postępowania progresywnego, uzupełnione zostały o elementy psychologii społecznej – ze szczególnym naciskiem na kwestie dotyczące zachowań grupowych. **Dane demograficzne** czy **statystyczne** oraz ich analiza nie zawsze stanowiły dostateczną podstawę dla uzasadnienia procesu zmian mentalnych zachodzących w społeczeństwie, a mających swoje odzwierciedlenie w wynikach makroekonomicznych. Naturalnym porządkiem rzeczy nie oznaczało to jednak umniejszenia uwagi, którą poświęcono współczesnemu stanowi poznania, będącemu rezultatem poszukiwań na szerokim gruncie nauk społecznych. Znalazło to swoje odzwierciedlenie w wykorzystaniu metod badawczych, znajdujących częściej zastosowanie w poszukiwaniach naukowych z zakresu politologii czy socjologii, niż samej ekonomii.

W pierwszym z wymienionych przypadków istotne miejsce zajęła **analiza instytucjonalno-prawna**. Zgodnie ze swymi właściwościami szczególną rolę odegrała ona w kwestiach związanych z funkcjonowaniem instytucji politycznych, decyzjami zapadającymi na poszczególnych szczeblach władzy oraz w stosunkach międzynarodowych. Nie mniejsze znaczenie przypisano stosowanemu w naukach politologicznych podejściu do podejmowanej problematyki, które za sprawą tradycji utożsamiane bywa z postępowaniem badawczym praktykowanym przez historyków. Określane z tego powodu mianem **metody historycznej**, obejmuje ono cały zakres badań związanych z genezą zjawisk zachodzących w m.in. gospodarce. Za sprawą swego rodowodu wpisuje się w prężny nurt **instytucjonalizmu historycznego**. W przeciwieństwie do mających obecnie bardzo liczne grono zwolenników postbehawioralnych trendów, nie pretenduje on do tego, by w oparciu o teorie wyjaśniać instytucjonalne mechanizmy polityki gospodarczej, w tym i obszarów związanych z energetyką. Zgodnie z tymi pryncypiami w przypadku niniejszej rozprawy nie próbowano rozpoznać i badać działań politycznych w oderwaniu od miejsca i czasu, lecz sytuować je we właściwym kontekście społecznym i historycznym. Sięgnięto po możliwości poznawcze, jakie stwarzają tu takie dziedziny wiedzy jak antropologia kultury bądź geografia gospodarcza, czy też stanowiąca samodzielną dyscyplinę wspomnianą już socjologia.

Istotne znaczenie podczas prac nad modelem logicznym koncepcji systemu zaopatrzenia ważne miejsce przypisano metodę foresightu, a precyzyjnej – wykorzystywanemu w niej **wywiadowi**, przeprowadzanemu z wykorzystaniem formularzy kwestionariusza wśród znamienitych znawców regionu oraz wybitnych menadżerów, aktywnych w obszarze energetyki. Doświadczenie i opinie ekspertów mogą uchodzić za miarodajny przekaz dotyczący stanu wiedzy w podejmowanym przez problematykę pracy obszarze. Są one elementem weryfikacji hipotez, które posłużyły jako punkt odniesienia dla wypracowanych ustaleń i rezultatów analiz, dotyczących identyfikacji sytuacji panującej na rynku paliwowo energetycznym oraz wynikających stąd zagrożeń dla rozwoju gospodarczego Armenii, Azerbejdżanu oraz Gruzji.

Dołożono wszelkich starań, by struktura i układ pracy pozostały możliwie najczytelniejsze, a poszczególne jej części przy zachowaniu daleko idącej autonomii stanowiły jedną spójną całość. Zabieg ten ma na celu umożliwienie, na tyle ile to możliwe, lektury określonych zagadnień bez wnikliwej znajomości treści i wątków je poprzedzających. Przeprowadzono go z myślą o możliwości wykorzystania poczynionych ustaleń przez innych badaczy prowadzących poszukiwania w obrębie zagadnień pokrewnych.

Rozprawę podzielono na pięć rozdziałów. W pierwszym przybliżono specyfikę funkcjonowania rynku paliwowo energetycznego. Akcent położono na elementy międzynarodowych stosunków gospodarczych, a precyzyjniej na państwa produkcyjne, dostawców oraz importerów surowców energetycznych. Wyeksponowano też działalność giełd oraz charakterystykę kontraktów handlowych dla węgla, ropy

naftowej, gazu ziemnego i materiałów rozszczepialnych znajdujących swoje zastosowanie w energetyce. Istotne miejsce przypisano problematyce logistycznej, gdzie wyeksponowano kwestie związane z transportem i magazynowaniem nośników węglowodorowych. Rozdział drugi rozpoczyna część merytoryczną poświęconą państwom Kaukazu Południowego. Przedstawiono w nim charakterystykę uwarunkowań naturalnych oraz infrastruktury energetycznej. W trzech wydzielonych partiach zamieszczono analityczne opracowania na ten temat, które odnoszą się do Armenii, Azerbejdżanu i Gruzji. Tę samą formułę zastosowano w przypadku trzeciego rozdziału. Jego treść poświęcona została konsumpcji oraz profilom produkcji paliw płynnych oraz energii elektrycznej. Założenia do budowy modelu rozwojowego dla rynku paliwowo-energetycznego stanowią treść czwartego rozdziału. Przybliżona została w nim metodologia badań, którą posłużono się przy jego tworzeniu. Posłużono się m.in. analizą SWOT, przy pomocy której przedstawiono ocenę sytuacji, w jakiej znajduje się rynek paliwowo-energetyczny, tkwiący w nim potencjał i słabości rzutujące na jego kondycję. Przeprowadzono także systematyzację i gradację uwarunkowań lokalnych, z przesłaniem ustalenia pozycji poszczególnych czynników oddziaływania i ich rzeczywistego wpływu na tytułowy obszar aktywności gospodarczej. Dokonano też analizy przyjętych założeń wywiadu eksperckiego. Zawartość treściowa piątego rozdziału opisuje preferowany model rozwojowy, jaki wyłonił się z prowadzonych poszukiwań badawczych. Jest on prezentowany w kontekście międzynarodowych stosunków handlowych, rynku wewnętrznego, kwestii związanych z integralnością poszczególnych państw Kaukazu Południowego, a w referencyjnej formule – dla całego regionu. Ostatnią częścią pracy jest zakończenie, w którym podsumowano rezultaty dociekań naukowych oraz wyeksponowano perspektywy rozwoju energetyki i obejmującego ją rynku w tej części świata.

Podejmowana w pracy problematyka nie znalazła dotąd swego odzwierciedlenia w literaturze. Nie ma żadnych monograficznych opracowań, które traktowałyby o energetyce państw Południowego Kaukazu i związanych z nią kwestiach gospodarczych w sposób holistyczny. Brak też jakichkolwiek interdyscyplinarnych prac na ten temat. Pozycje dotyczące którejsz gałęzi energetyki zawężają się terytorialnie wyłącznie do jednego z państw, zwykle też odnoszą się one jedynie do OZE, np. energetyka wiatrowa w Gruzji, OZE w Armenii, hydroenergetyka w Azerbejdżanie etc. Osobną kategorią są opracowania, sporządzane na państwowe zamówienie dla potrzeb potencjalnych inwestorów, bądź też biuletyny – raporty, których odbiorcą mają być instytucje UE. Zawierają one wiele nieścisłości, częste są niedomówienia, a kreślone w nich perspektywy nierzadko dalekie są od naukowej rzetelności. Powodów tego stanu rzeczy jest wiele, wśród nich na pierwszy plan wybija się posługiwanie się danymi, które zestawiane były w celach promocyjnych bądź sporządzane w celu uzyskania środków finansowych. Cechują się tym Armenia i Gruzja. Analizy i sprawozdania pochodzące z Azerbejdżanu są nieporównywalnie bardziej precyzyjne, ocenić je można jako rzeczowe i realistyczne. W projektach wskazywane są źródła finansowania, a przyszłość branży omawiana jest przez pryzmat istot-

nych przesłanek, inaczej niż w przypadku naznaczonych ideologicznie publikacji z pozostałych części regionu.

Uderza brak opracowań dotyczących logistyki surowcowo-paliwowej w regionie. Kwestie związane z magazynowaniem i transportem gazu ziemnego czy ciekłych węglowodorów nie doczekały się jakiegokolwiek, poza publikacjami autora, odzwierciedlenia w literaturze. Artykuły naukowe dotyczące potencjału, możliwości, a niekiedy stanu inwestycji w moce wytwórcze bądź przesyłowe są bardzo odosobnione i zwykle ich zawartość przestała być aktualna. Znakomicie bardziej precyzyjnym 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 tu strony internetowe koncernów energetycznych, które nie stronią od prezentacji własnych analiz i materiałów.

Także literatura typowa dla zakresu międzynarodowych stosunków politycznych dotyczących Kaukazu Południowego jest uboga. Przeważają opracowania rosyjskojęzyczne. Obecna jest też literatura anglojęzyczna, z której większość pochodzi od autorów rosyjskich lub wywodzących się z tego regionu. Publikacje naukowców z państw UE czy Stanów Zjednoczonych należą do absolutnej mniejszości. Dotyczy to także polskich badaczy, którzy sporadycznie koncentrują swą uwagę na regionie. Osób dających się określić mianem znawców Kaukazu Południowego w wymiarze wewnętrznym i międzynarodowym jest niewiele. Wymienić wśród nich warto Tadeusza Bodio, Rafała Czachora i Andrzeja Furiera, którzy wiodą prym w tych dociekaniach badawczych.

Niniejsze opracowanie dotyczy terytorialnie Kaukazu Południowego, a tematycznie energetyki i powiązanego z nią rynku. Stąd też znakomita część wykorzystanego materiału to opracowania dotyczące problematyki paliw, surowców, OZE i nowych technologii. Jest to ten zakres wiedzy, który przez wzgląd na swą nośność posiada niezwykle bogatą literaturę. Z wydań polskojęzycznych wyróżnić należy ukazujące się od 2013 roku cyklicznie tomu z serii *Rynki surowców i energii*¹ oraz *Europejski wymiar bezpieczeństwa energetycznego*², których wydawcą jest Fundacja

¹ P. Kwiatkiewicz (red.), *Bezpieczeństwo energetyczne. Rynki surowców i energii*, t. 1, Poznań 2014; P. Kwiatkiewicz (red.), *Bezpieczeństwo energetyczne. Rynki surowców i energii*, t. II, *Bezpieczeństwo energetyczne*, Poznań 2014; P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Energetyka w czasach politycznej niestabilności*, Poznań 2015; B. Ćwik, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Energetyka – szanse, wyzwania i zagrożenia*, Poznań 2016; D. Ćwik, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Energetyka w odślonach. Ochrona środowiska – Logistyka – OZE – Prawo-Technologie – Gospodarka – Finanse – Bezpieczeństwo*, Poznań 2016; P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Ład energetyczny. Idee i rzeczywistość*, Poznań 2018; P. Kwiatkiewicz (red.), *W kierunku nowej polityki energetycznej*, t. 1, Poznań 2020; R. Szczerbowski (red.), *W kierunku nowej polityki energetycznej*, t. 2, Poznań 2020.

² P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Europejski wymiar bezpieczeństwa energetycznego a ochrona środowiska*, Poznań 2014; J. Maj, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Między ewolucją*

na Rzecz Czystej Energii oraz publikacje krakowskiego Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, a wśród nich pokonferencyjne zbiory „Aktualności i Perspektyw Gospodarki Surowcami Mineralnymi”, drukowane w ramach periodyków „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi Polskiej Akademii Nauk”, a także „Polityka Energetyczna”.

Wśród opracowań podręcznikowych syntetycznych dotyczących teorii ekonomii istotne miejsce zajęła *Ekonomia* autorstwa Paula A. Samuelsona i Williama W. Nordhaus³. Nie mniej przydatnym opracowaniem tego typu pozostaje H. Rogall, *Ekonomia zrównoważonego rozwoju*⁴. Jego zakres tematyczny jest zawężony do obszaru tytułowego, lecz ma on szczególne znaczenie w kontekście poszukiwań rozwiązań przyszłościowych⁵. W dociekaniach nad ich kształtem i drogami rozwoju inspirację stanowiły także starsze dzieła, które od lat współtworzą kanon dociekań ekonomicznych. Wspomnieć należy tu m.in.: *Fair trade – szansa dla wszystkich* J.E. Stiglitz i A. Charltona⁶ oraz *Kapitał i wzrost* J.R. Hicksa⁷, *Spór o wzrost gospodarczy* E.J. Mishana⁸, *Teorie wartości i podziału* M. Dobb⁹, *Rozmowy z wybitnymi ekonomistami* B. Snowdona i H.R. Vane¹⁰, *Wędrujący świat* G. Kołodki¹¹. Bogactwo literatury, także polskojęzycznej, wydaje się tu niezmiernie. Wskazane publikacje wyróżniono jednakże ze względu na wpływ, jaki wywarł zawarty w nich przekaz na treść niniejszej rozprawy.

Nader powszechne zainteresowanie badawcze problematyką gospodarczą dotyczącą energetyki znalazło też swój wyraz w licznych monografiach poświęconych wybranym jej aspektom. Nierzadko są to opracowania zbiorowe, których zawartość dotyka często luźno powiązanych z sobą tematów z nadmienionych obszarów,

a rewolucją – w poszukiwaniu strategii energetycznej, t. I, *Polityka – Gospodarka – Technika – Transport*, Poznań 2015; J. Maj, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Między ewolucją a rewolucją – w poszukiwaniu strategii energetycznej*, t. II, *Zrównoważony Rozwój – OZE – Elektroenergetyka – Prawo – Ochrona środowiska – Ekologia – Biomasa – Odpady komunalne*, Poznań 2015; P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Energetyka – bezpieczeństwo w wyzwaniach badawczych*, t. 1, *Prawo, gospodarka i społeczeństwa, biotechnologie i biokomponenty, ochrona środowiska*, Poznań 2017; P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Energetyka – bezpieczeństwo w wyzwaniach badawczych*, t. 2, *Polska i świat, bezpieczeństwo, logistyka*, Poznań 2017; P. Kwiatkiewicz, K. Stańczyk, R. Sobków, R. Szczerbowski (red.), *Energetyka – w kręgu techniki i bezpieczeństwa*, Poznań 2018.

³ P.A. Samuelson, W.D. Nordhaus, *Ekonomia*, Poznań 2017.

⁴ H. Rogall, *Ekonomia zrównoważonego rozwoju*, Poznań 2010.

⁵ Bliskie ideologicznie i nie mniej istotne od opracowań związanych ze zrównoważonym rozwojem pozostają pozycje poświęcone problemowi zanieczyszczeń związanych z energetyką. Za przykład posłużyć może praca zbiorowa pod redakcją K. Pająka i J. Mazurkiewicz pt. *Gospodarka niskoemisyjna. Uwarunkowania i wyzwania. – Gospodarka niskoemisyjna. Uwarunkowania i wyzwania*, Toruń 2014.

⁶ J.E. Stiglitz, A. Charlton, *Fair trade – Szansa dla wszystkich*, Warszawa 2007.

⁷ J.R. Hicks, *Kapitał i wzrost*, Warszawa 1978.

⁸ E.J. Mishan, *Spór o wzrost gospodarczy*, Warszawa 1986.

⁹ M. Dobb, *Teorie wartości i podziału*, Warszawa 1976.

¹⁰ B. Snowdon, H.R. Vane, *Rozmowy z wybitnymi ekonomistami*, Warszawa 2003.

¹¹ G. Kołodko, *Wędrujący świat*, Warszawa 2008.

np. *Ekonomia i zarządzanie energią a rozwój gospodarczy*¹², *Energetyka odnawialna wizytówką nowoczesnej gospodarki*¹³, *Gospodarka niskoemisyjna. Uwarunkowania i wyzwania*¹⁴, *Energia w czasach kryzysu*¹⁵, *Encyklopedia globalnego zarządzania ekologicznego i energetycznego*¹⁶.

Kluczowe znaczenie przypisać należy tu jednakże monografiom autorskim. W przeważającej mierze są to wnikliwe analityczne opracowania. Dotyczą one elementów systemowych, np. *Kultury energetyczne Unii Europejskiej* pióra R. Rosickiego¹⁷, logistyki – np. znakomita *Infrastruktura transportu przesyłowego* W. Drożdża, lobbingu – *Polityka energetyczna Unii Europejskiej. Między strategią, lobbingiem a partycypacją*¹⁸ bądź też istotnych dla podjętych tu dociekań problemów mających swoje odniesienie dla regionu Południowego Kaukazu, 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 np. monografie Ł. Gacka: *Zielona energia w Chinach – zrównoważony rozwój – ochrona środowiska*, *Gospodarka niskoemisyjna*¹⁹ czy *Cywilizacja ekologiczna i transformacja energetyczna w Chinach*²⁰, *Towarowa giełda energii jako instrument liberalizacji rynku gazu w Polsce* Ł. Wojcieszaka²¹.

Eksponowane miejsce 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*²²

¹² K. Pająk, A. Ziomek, S. Zwierzchlewski (red.), *Ekonomia i zarządzanie energią a rozwój gospodarczy*, Toruń 2013.

¹³ Z. Brodziński, M. Kramarz, M.R. Sławomirski (red.), *Energetyka odnawialna wizytówką nowoczesnej gospodarki*, Toruń 2009.

¹⁴ K. Pająk, J. Mazurkiewicz, *Gospodarka niskoemisyjna...*, op. cit.

¹⁵ K. Kuciński (red.), *Energia w czasach kryzysu*, Warszawa 2006.

¹⁶ *Encyklopedia globalnego zarządzania ekologicznego i energetycznego*, red. M. Rewizorski, Poznań 2018.

¹⁷ R. Rosicki, *Kultury energetyczne Unii Europejskiej*, Poznań 2018.

¹⁸ S. Mrozowska, *Polityka energetyczna Unii Europejskiej. Między strategią, lobbingiem a partycypacją*, Kraków 2016.

¹⁹ Ł. Gacek, *Zielona energia w Chinach. Zrównoważony rozwój – ochrona środowiska*, *Gospodarka niskoemisyjna*, Kraków 2015.

²⁰ Ł. Gacek, *Cywilizacja ekologiczna i transformacja energetyczna w Chinach*, Poznań 2020.

²¹ Ł. Wojcieszak, *Towarowa giełda energii jako instrument liberalizacji rynku gazu w Polsce*, Poznań 2017.

²² T. Mirowski, E. Mokrzycki, R. Ney, *Energetyka wiatrowa – stan obecny i perspektywy rozwoju*, Kraków 2015.

czy też *Ekonomiczne uwarunkowania energetyki wiatrowej*²³, *Energetyka wiatrowa w wybranych aspektach*²⁴.

W literaturze przedmiotu szczególne miejsce przypisać należy pracom kładącym nacisk na kwestie bezpieczeństwa ekonomicznego ściśle wiążąc je z energetyką. *Bezpieczeństwo ekonomiczne* autorstwa K. Księżopolskiego²⁵, *Źródła energii i ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w XXI wieku*²⁶ T. Młynarskiego i M. Tarnawskiego reprezentatywnie oddają ten nurt badawczy.

²³ A. Wasiuta, *Ekonomiczne uwarunkowania rozwoju energetyki wiatrowej*, Warszawa 2014.

²⁴ J. Maj, P. Kwiatkiewicz (red.), *Energetyka wiatrowa w wybranych aspektach*, Poznań 2016.

²⁵ K.M. Księżopolski, *Bezpieczeństwo ekonomiczne*, Warszawa 2011.

²⁶ T. Młynarski, M. Tarnawski, *Źródła energii i ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w XXI wieku*, Warszawa 2016.



FUNKCJONOWANIE RYNKU PALIWOWO- -ENERGETYCZNEGO W UJĘCIU GLOBALNYM

1.1. Odbiorcy i dostawcy energii pierwotnej – stan obecny i perspektywy

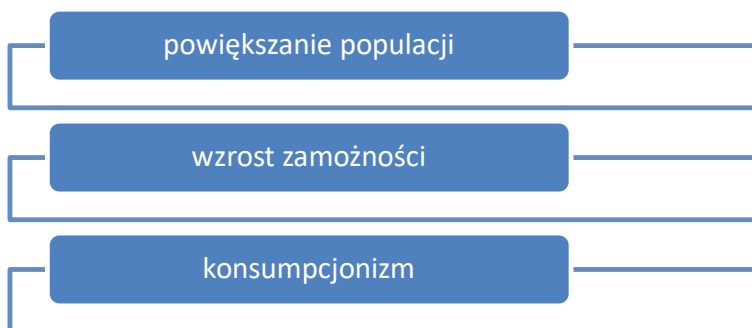
Zapotrzebowanie na energię pierwotną, czyli tę pozyskiwaną bezpośrednio z zasobów naturalnych, systematycznie wzrasta. Czynniki determinującymi ten progres pozostają: dynamicznie powiększająca się populacja ludzi, postęp techniczny oraz wzrost zamożności społeczeństw, przy jednoczesnej dominacji konsumpcyjnego stylu życia²⁷.

Przybierający na sile popyt jest powszechny i ma charakter procesu o charakterze globalnym, natomiast dostęp do nośników energii w świecie rozkłada się bardzo nierównomiernie. Dotyczy to każdej z wymienionych ich kategorii, tak związanej z uwarunkowaniami klimatyczno-geograficznymi²⁸, jak i geologicznymi.

Energia pierwotna pozyskiwana jest z odnawialnych i nieodnawialnych zasobów naturalnych. Pierwsza z wymienionych związana jest z produkcją jaka otrzymywana jest dzięki wykorzystaniu procesów zachodzących w przyrodzie oraz utylizacji

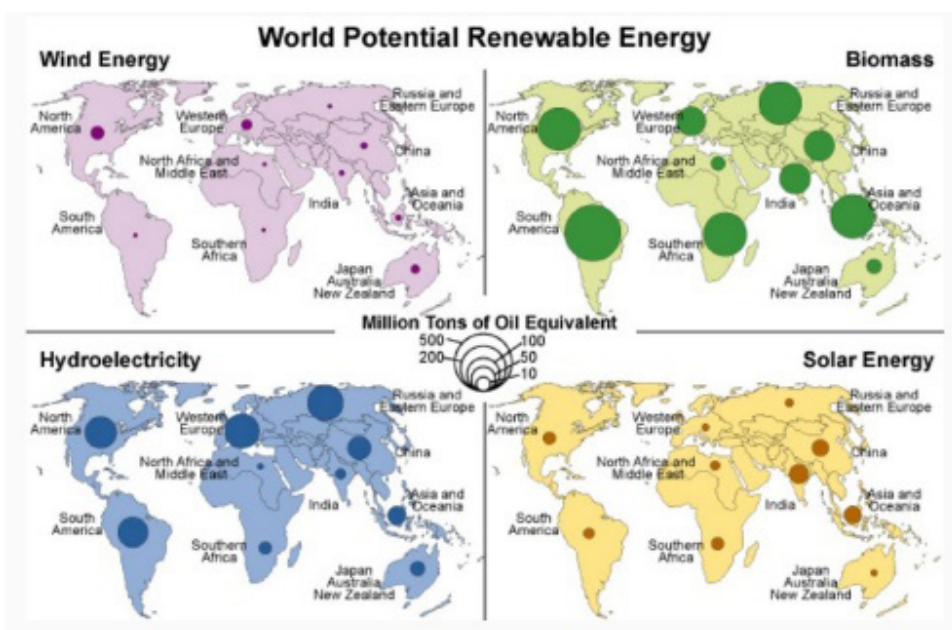
²⁷ Literatura dotyczące przedmiotu jest bardzo szeroka, podobnie jak spektrum czynników odpowiedzialnych za wzrost zapotrzebowania. Prócz nadmienionych w tekście (rys. 1) eksponowane miejsce zajmują te dotyczące sytuacji kształtującej się w ostatniej dekadzie. Wymieniane są tu m.in. dostępność za sprawą 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.

²⁸ 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. Podstawowe determinanty zapotrzebowania na energię pierwotną

Źródło: opracowanie własne.

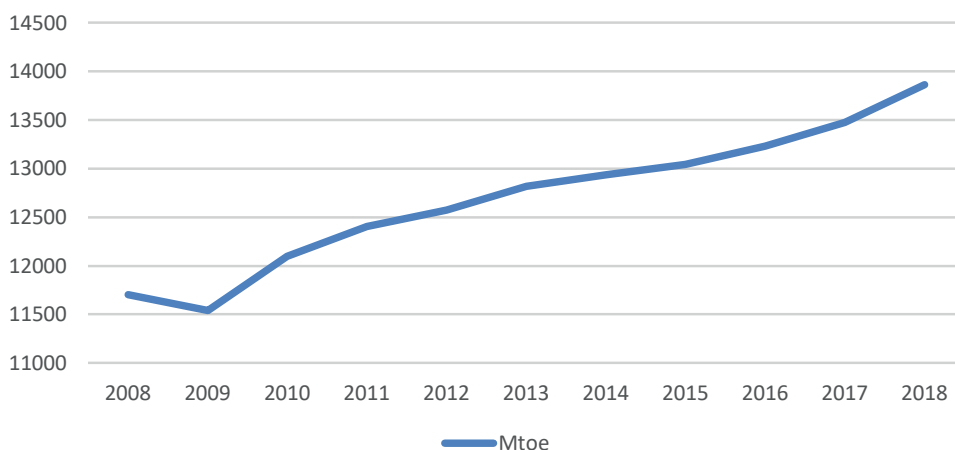


Rys. 2. Potencjał energetyki odnawialnej

Źródło: Irena.org.

odpadów. Obejmuje ona przetwarzanie biomasy²⁹ oraz otrzymywanych z niej paliw i gazów, palnych pozostałości pochodzących z komunalnych składników biodegradowalnych, a także ruchu wody, promieniowania słonecznego, sił wiatru oraz ruchu

²⁹ 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.



Rys. 3. Konsumpcja energii pierwotnej w świecie (w mln ton oleju ekwiwalentnego)

Źródło: opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review 2019.

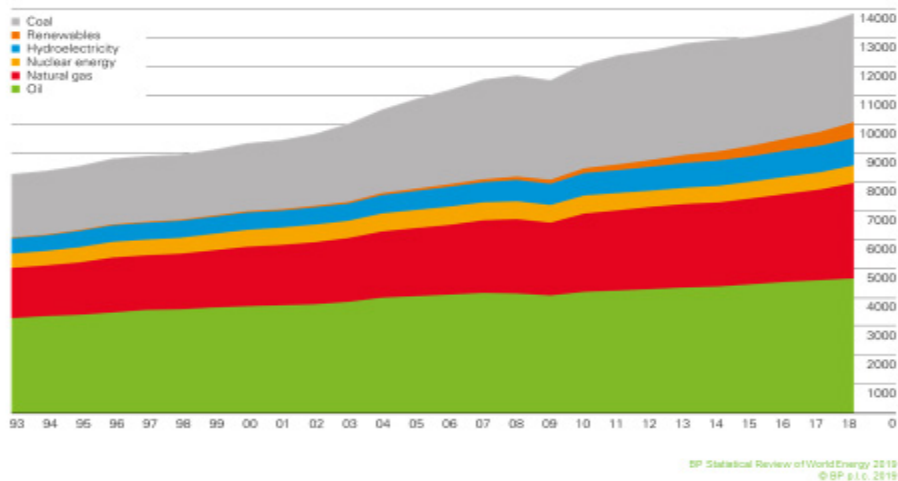
powietrza, fal morskich potencjału przyływów i odpływów³⁰. W układzie historycznym i przestrzennym istnieją różnice, jakie źródła zalicza się do odnawialnych³¹.

Odnawialne źródła wykorzystywane są wyłącznie w elektroenergetyce, a ich zastosowanie, wyjąwszy geotermię, w ciepłownictwie i etanolu w transporcie ma wymiar marginalny. Zaszeregowanie to ogranicza ich znaczenie w międzynarodowych stosunkach gospodarczych. Ich 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 jest komponentem rynków wewnętrznych. Handlowo tożsamy jest z zasięgiem transgranicznego obrotu energią elektryczną, 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 global-

³⁰ 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. L.283/33.

³¹ W Polsce reguluje to art. 2. Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015, poz. 478).

Primary energy world consumption Million tonnes oil equivalent



Rys. 4. Konsumpcja energii pierwotnej z podziałem na źródła pochodzenia

Źródło: BP Statistical Review 2019.

nym zużyciu energii. Biomasa i etanol pozostają jedynymi produktami obecnymi w ponadregionalnym handlu.

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 wykorzystywany jako wskaźnik czasu ich dalszego użytkowania.

Rys. 5. Przewidywany czas wyczerpania rozpoznanych rezerw surowców energetycznych przy zachowaniu poziomu konsumpcji z 2018 roku i braku odkryć nowych złóż

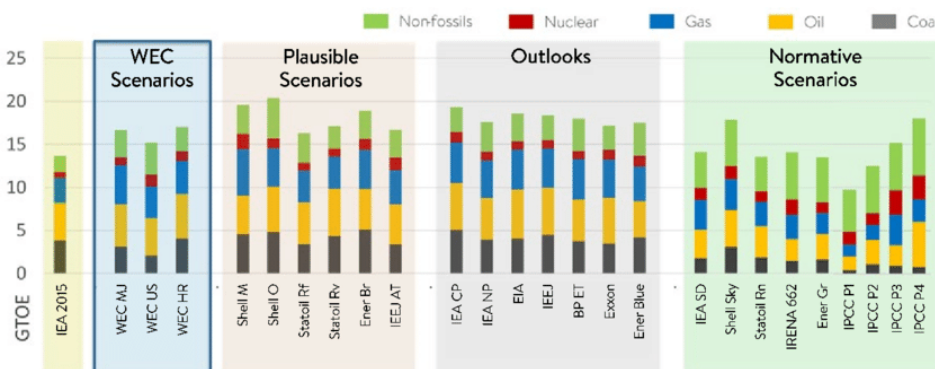
Surowiec	2008			2018		
	rezerwy naturalne	konsumpcja roczna	rezerwy naturalne/konsumpcja roczna	rezerwy naturalne	konsumpcja	rezerwy naturalne/konsumpcja roczna
Ropa naftowa (w mld bbl)	1493,8	31,615	47 lat i 3 miesiące	1729,7	36.442	47 lat i 5 miesięcy
Gaz ziemny (w bln m ³)	170,2	2,99	56 lat i 11 miesięcy	196,4	3.488	56 lat i 4 miesiące
Węgiel (w mln ton)	826001	3303.7	250 lat	1054782	3772.1	279 i 7 miesięcy

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 różnic w położeniu złóż. Obejmują znane i eksploatowane zasoby oraz te, których nie wydobywa się ze względu na brak odpowiedniej technologii, rozproszenie niepokrywające wkładów inwestycyjnych bądź zwyczajnie zbyt drogie, by uruchomić ich wydobycie³². Prawdopodobieństwo osiągnięcia wszystkich z nich jest znikome.

Trudno także zakładać utrzymanie poziomu konsumpcji na dotychczasowym poziomie. Dotyczy to tak 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, jak np. węgiel.

Publikowane prognozy średnioterminowe dotyczące wykorzystania energii pierwotnej z uwzględnieniem źródeł jej wytworzenie 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 i odejścia od stosowanych rozwiązań.

Żaden scenariusz nie zakłada możliwości zupełnej marginalizacji znaczenia w energetyce paliw kopalnych w najbliższym ćwierćwieczu. Sugestie pojawiają się jedynie w hasłach propagandowych partii politycznych torujących sobie popular-



Rys. 6. Prognozowany mix energetyczny w 2040 roku w GTOE

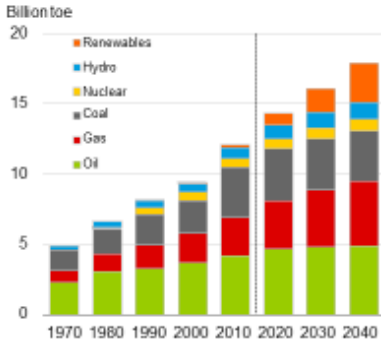
Źródło: *World Energy Insights Brief 2019 – TECHNICAL ANNEX*, s. 8, <https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WEInsights-Brief-Global-Energy-Scenarios-Comparison-Review-R02.pdf>, dostęp: 10.11.201.

³² 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.

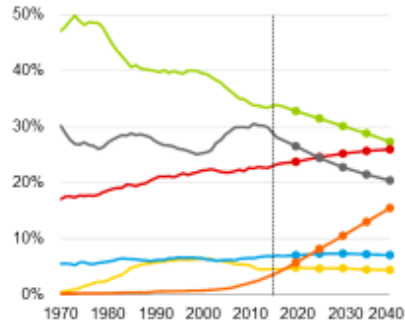
Global energy by fuel type



Primary energy consumption by fuel



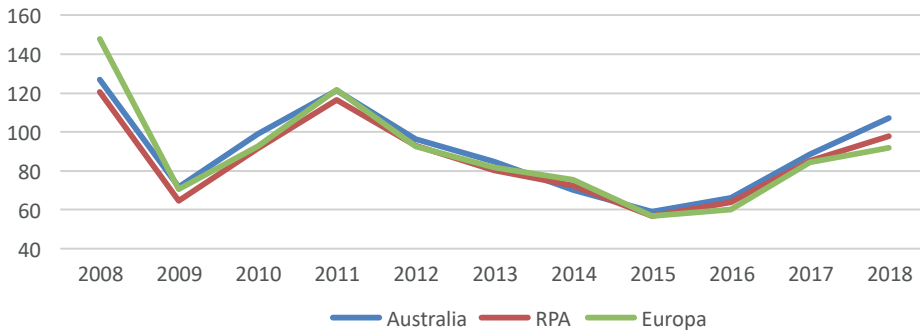
Shares of primary energy



2019 BP Energy Outlook
© BP p.l.c. 2019

Rys. 7. Konsumpcja energii pierwotnej według źródeł – analiza i prognoza BP

Źródło: BP Energy Outlook 2019, s. 79.



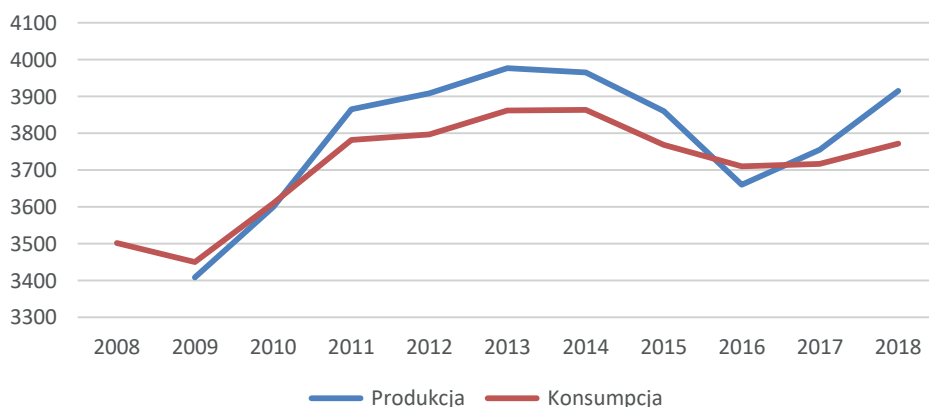
Rys. 8. Ceny węgla (w USD za tonę metryczną)

nością idei ekologicznych drogę do władzy. Rzadko deklaracje te znajdują swoje odzwierciedlenie w dokumentach, programach takich ugrupowań, co można uznać za przejaw racjonalizmu. W prognozach dominuje eksponowane przez BP w 2019 roku „więcej energii, mniej węgla”³³.

Świadomość zachodzących i nadchodzących zmian wyczuwalna jest na rynku węglowym. Eksponowana jest w raportach i opracowaniach branżowych na całym świecie. W zestawieniach zawierających podstawowe dane dotyczących produkcji, konsumpcji i obrotów trudno odnaleźć to zagrożenie. Ich interpretacja nie jest jed-

³³ BP Energy Outlook 2019, s. 24–25.

noznaczna. Wskazówką dotyczącą procesu odwrotu od węgla pozostaje spadający jego udział procentowy w zużyciu energii pierwotnej. Biorąc pod uwagę wielkości bezwzględne w latach 2016–2018 nastąpił progres. Nadmieniane zmniejszenie jego części w globalnej konsumpcji ma prawo uchodzić za konsekwencje dynamiczniej 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 na dotyczących obiegu handlowego, by zintensyfikowały się tu działania spekulacyjne, co mogłoby wyjaśnić brak znaczącej dynamiki spadku cen³⁴. Rolę stabilizatora rynku przejęły szybko rozwijające się gospodarki azjatyckie. W czasach świetności energetyki węglowej pozostawały na uboczu światowych trendów. Współcześnie tempo, w jakim się rozwijają, niesie za sobą intensywny wzrost zapotrzebowania na tanie i niewymagające zaawansowanych technologii rozwiązania, które pozwalają im zaspokoić rosnący popyt na energię produkcją własną. Kontekst środowiskowy związany z emisjami gazów oraz zmianami klimatycznymi wyraźnie ustępuje doraźnym potrzebom. W ich przypadku węgiel stwarza takie możliwości.



Rys. 9. Globalna produkcja i konsumpcja węgla (w mln toe)

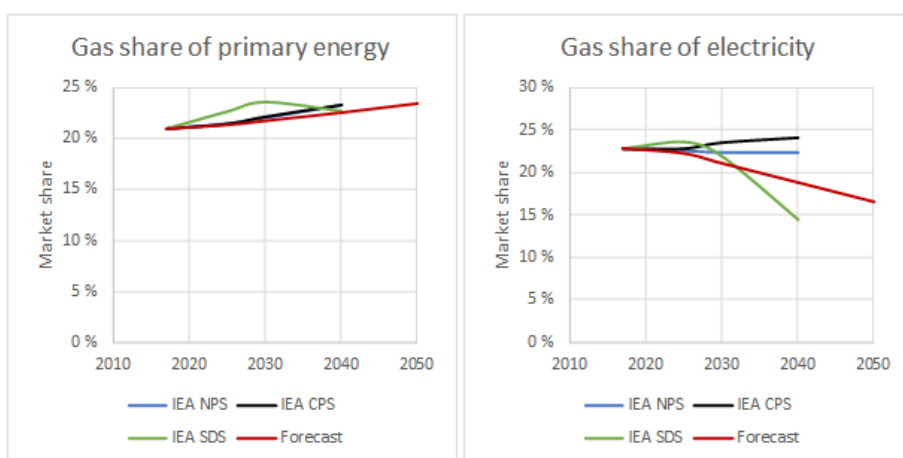
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BP i IEA.

Póki co 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 Płd. Pozwala to największym dysponariuszom zasobów naturalnych węgla, takim jak Stany Zjednoczone, Federacja Rosyjska (dalej Rosja), Australia czy Indonezja, niwelować straty, jakie

³⁴ *Trade movements*, BP Statistical Review of World Energy 2019, s. 47.

niesie im obserwowana od początku dekady wyraźna redukcja zapotrzebowania na ten typ paliwa w Ameryce Płn., a w dalszej kolejności w państwach unijnych³⁵.

Prognozy dotyczące paliw węglowodorowych są 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 jest doskonałym uzupełnieniem dla energetyki wiatrowej i fotowoltaiki. Wyraźnie koniunkturze na ten surowiec sprzyja upowszechnienie jego dystrybucji w postaci skroplonej (ang. *Liquefied Natural Gas*, dalej LNG) i towarzysząca temu rozbudowa infrastruktury portowej³⁶.



Rys. 10. Spodziewany udział gazu ziemnego w produkcji energii pierwotnej oraz transporcie

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

Scenariusze na najbliższe dekady tworzone są na podstawie wiedzy geologiczno-energetyczno-ekonomicznej. Pozbawia je to oceny ryzyka, jakie niesie dla przyszłości „błękitnego paliwa” polityka międzynarodowa. Ponad połowa światowych zasobów gazu ziemnego usytuowana jest na terenach Rosji, Iranu i Kataru. Każde z tych 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 obecny-

³⁵ *Coal Consumption*; ibidem, s. 45.

³⁶ M. Skarżyński, *Terminale LNG w polityce energetycznej państw nadbałtyckich Unii Europejskiej*, Poznań 2018.

mi za oceanem od pozyskania środków finansowych po transfer technologii. Ich skuteczność przyczyniłaby się mniejszej niż oceniana na podstawie rezerw naturalnych produkcji gazu w Rosji i Iranie, a co za tym idzie również globalnej podaży gazu ziemnego. Braków, 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. W przeciwieństwie do Iranu, który gros swego wydobycia przeznacza na zużycie własne, Katar posiada potężną nadwyżkę surowca i jest jego najbardziej liczącym się po Rosji 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 Płd.³⁷

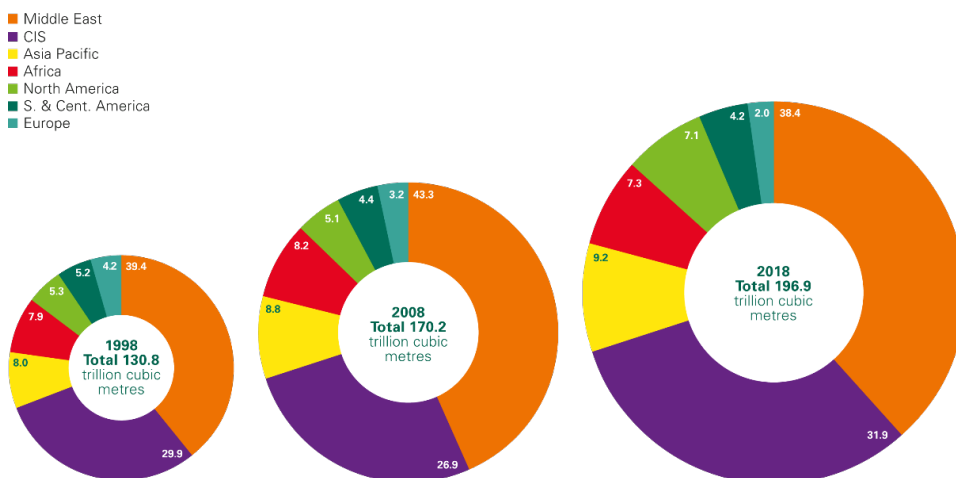
Rys. 11. Gaz ziemny – zasoby, konsumpcja, produkcja

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	454,5	669,5	215
Iran	31,9	225,6	239,5	13,9
Katar	24,7	41,9	175,5	133,6
Turkmenistan	19,5	28,4	61,5	33,1
Stany Zjednoczone	11,9	817,1	831,8	14,7
Wenezuela	6,3	33,4	33,2	-0,2
Chiny	6,1	283,	161,5	-121,50
Świat	196,9	3848.9	3867.9	19

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BP.

W przypadku dwóch ostatnich państw zwraca uwagę dwucyfrowe tempo wzrostu konsumpcji w 2018 roku. Dla ChRL jest to trzeci z rzędu progres tej wielkości, natomiast Korea Płd. po potężnym spadku zużycia w 2015 roku wróciła do poziomu 55 mld m³, jaki wówczas odnotowano i przekroczyła go. Nadmieniona zmiana r/r może uchodzić za prognostyk dynamiki rozwoju zapotrzebowania na kolejne lata i element niwelacji regresu z połowy dekady. W rezultacie obok Chin staje się ona jednymi z najbardziej chłonnych odbiorców. Inaczej niż w Japonii, gdzie zużycie jest na stabilnym poziomie, tu pole manewru dla eksporterów jest znacząco szersze. Casus Korei Płd. i ChRL dobrze oddaje ten stan, lecz nie jest wyjątkowy. Zbliżone tendencje uwidaczniają się we wszystkich państwach, których gospodarki przeżywają burzliwy rozkwit, wychodząc z wiekowego zastoju okresu kolonializmu. Za przykład posłużyć może cały subkontynent indyjski. Utrzymaniu dotychczasowej

³⁷ BP Statistical Review 2019, s. 39.



Rys. 12. Konsumpcja gazu ziemnego (w bln m³ z podziałem na regiony)

Źródło: BP.

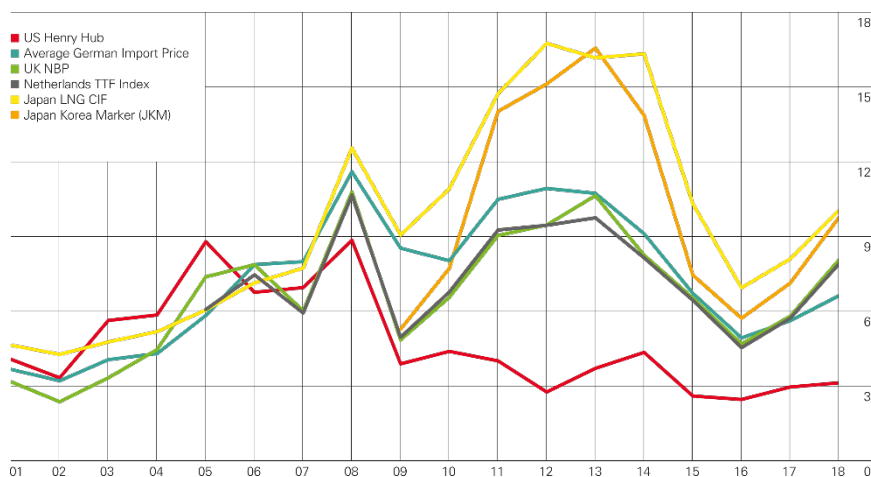
dynamiki absorpcji gazu ziemnego sprzyja rozbudowywana tu infrastruktura służąca do jego przesyłu i odbioru, co zwiokrotni import surowca. Oznacza to nowe kontrakty i potencjalny wakat dla realizujących je podmiotów.

Niezwykle interesująco przedstawia się sytuacja Bliskiego Wschodu. Gaz ziemny jest jego podstawowym bogactwem. Kryje w sobie niemal 40% światowych zasobów naturalnych tego surowca³⁸. Uznając za jego część arabskie państwa Afryki Płn., 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 zaopatrzenia³⁹. Nie miało to jednak odzwierciedlenia w rzeczywistości. Gaz ziemny był przez cały czas istotnym nośnikiem i stanowił ważny komponent tutejszej 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”.

³⁸ BP Statistical Review 2019, s. 30.

³⁹ Za wyjątek uchodzić mógł Iran, który z właściwą sobie kulturą energetyczną od dziesięcioleci postrzegany był niemal wyłącznie jako konsument. Popularność gazu ziemnego była łatwo dostrzegalną konsekwencją amerykańskiego embarga nałożonego na to państwo i niewydolności miejscowego przemysłu petrochemicznego. Wobec chronicznego deficytu i reglamentacji wewnętrznej ciekłych paliw węglowodorowych zastępowano je naturalnym gazem, generując wewnętrzny popyt.

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 nadal się utrzymuje. Nie ma żadnych przesłanek, by sytuacja ta mogła trwać dalej. Przykład Japonii i Korei Płd., które płacą stosunkowo najwięcej za dostawy – zdaje się to potwierdzać rys. 13. Popyt na gaz ziemny rośnie szybciej niż jego produkcja. Trudno oczekiwać, by relacja ta nie znalazła bezpośredniego przełożenia na kurs transakcji i nie stanowiła impulsu do jego podniesienia.



Rys. 13. Ceny za gaz (w USD/ mln BTU)

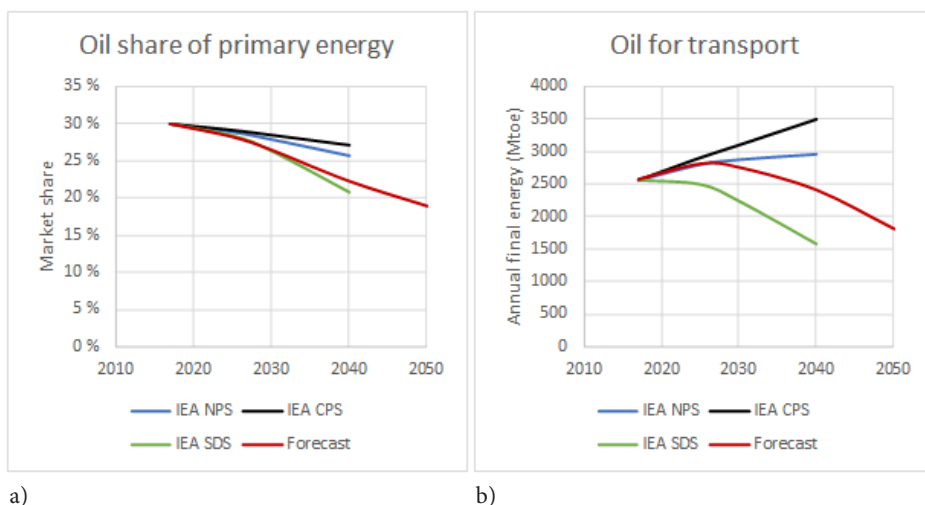
Źródło: BP.

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 stąd 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 posłużyć może Ameryka Płd., gdzie stosowanie bioetanolu do silników o zapłonie iskrowym stało się powszechne. Akcje promujące wykorzystywanie do tego celu miejscowych produktów roślinnych sięgają tu czasów początków motoryzacji. Tak 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 niektórych rynkach krajowych w wymiarze globalnym, są jedynie czynnikiem spowalniającym dynamikę wzrostową. Siła ich oddziaływania nie jest jednakże na tyle mocna, by móc sam proces powstrzymać. Stąd też w perspektywie krótko- i średnioterminowej należy się spodziewać zmniejszenia zapotrzebowania na ropę naftową. Wynika to 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 tu wzrost przypisać można 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. 14a). Nie jest on jednak tożsamy z mniejszym popytem tego surowca. Będzie on nadal rósł, póki będzie przybywało samochodów z napędem spalinowych na drogach. Odpowiedzialnym za przybierającą na sile konsumpcję niezmiennie pozostaje transport (rys. 14b).



Rys. 14. Prognozy udziału ropy naftowej w produkcji energii pierwotnej oraz konsumpcji pochodzących z niej paliw w transporcie

Źródło: Energypost.eu, S. Cloeta, *An independent Global Energy Forecast to 2050: fossil fuels*, <https://energypost.eu/an-independent-global-energy-forecast-to-2050-part-3-of-5-fossil-fuels/>, dostęp: 20.08.2020.

Światowe zasoby ropy naftowej szacowane są według BP na około 1729,7 mld bbl⁴⁰, natomiast EIA określa je w przybliżeniu na 1 650 mld bbl⁴¹. Co ważne i warcie podkreślenia, wielkość ta od lat nie maleje. 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 sto tysięcy baryłek dziennie z każdym rokiem w praktyce niczego nie zmienia pod tym względem. Oznacza też dający się zauważyć brak jakiegokolwiek zagrożenia wynikającego z wyczerpania złóż w dającej się przewidzieć perspektywie gospodarczej. Ryzyko takie nie występuje.

Powodem do niepokoju może być znacząca koncentracja zasobów tego surowca. Największe znajdują się w Wenezueli i Arabii Saudyjskiej, które są w posiadaniu przeszło trzeciej części wszystkich znanych rezerw naturalnych. Natomiast łączna zawartość złóż dziesięciu najbogatszych w ropę naftową państw świata odpowiada aż ok. 85-procentowemu udziałowi. W przypadku znajdujących się w tym gronie Stanów Zjednoczonych, dysponowane bogactwo nie byłoby zdolne zaspokoić wewnętrzznego popytu na dekadę⁴².

Dysproporcja w stanie posiadania jest poważnym problemem. Łączy się z nią rzutuująca na szeroko pojęty rozwój gospodarczy zależność od nadmienionej dziesiątki i kilku innych producentów całej pozostałej wspólnoty międzynarodowej.

Rys. 15. Państwa z największymi złożami naftowymi – stan na 2018 r.

Państwo	Wielkość rezerw (w mld bbl)	Udział w światowych zasobach (w proc.)
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.

⁴⁰ BP Statistical Review 2019, s. 14.

⁴¹ *Crude Oil Including Lease Condensate Reserves*, https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=00000000000000000000000000000000&c=410000000200006000000000000000g00020000000000000000001&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.

⁴² 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.

Prowadzi to do zaciętej rywalizacji między jej członkami, która niejednokrotnie wychodzi daleko poza relacje właściwe dla handlu. Zdecydowanie zbyt często też destabilizuje sytuację polityczną w krajach i regionach wydobywania.

Konsekwencje wystąpienia tego typu incydentów znajdują swoje odzwierciedlenie w notowaniach surowca⁴³. Rynek dyskontuje się od tego typu zdarzeń. Odzwierciedla się to w wyższym poziomie cen ropy naftowej i jej produktów. Zawiera on koszty ryzyka, na jakie wyceniono prawdopodobieństwo wystąpienia negatywnego scenariusza⁴⁴.

Zagrożenia związane z możliwością pojawienia się zaburzeń dostaw ropy naftowej w rezultacie napięć i konfliktów w regionach jej wydobywania legły u podstaw idei obłożenia handlu nią zwiększonym podatkiem akcyzowym. Unia Europejska stała się prekursorem takiego rozwiązania⁴⁵. W pierwotnych założeniach służyć miało ono 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, pełniące funkcję dodatkowego źródła wpływów budżetowych. Role te zostały zamienione. Nastąpiła pod tym względem permanentna zmiana priorytetów. W okresie obecności Polski w strukturach unijnych, biorąc pod uwagę kurs baryłki surowca obowiązujący w początkach maja 2004 roku i w połowie lipca 2008 roku, kiedy to odnotowano podwyżkę cen ropy naftowej o bez mała 250%, zaledwie jeden jedyny raz zdecydowano się na kosmetyczną obniżkę akcyzy. W innych państwach unijnych postąpiono analogicznie.

Skalę zjawiska przejrzyście 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 G-7 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 mniej⁴⁶.

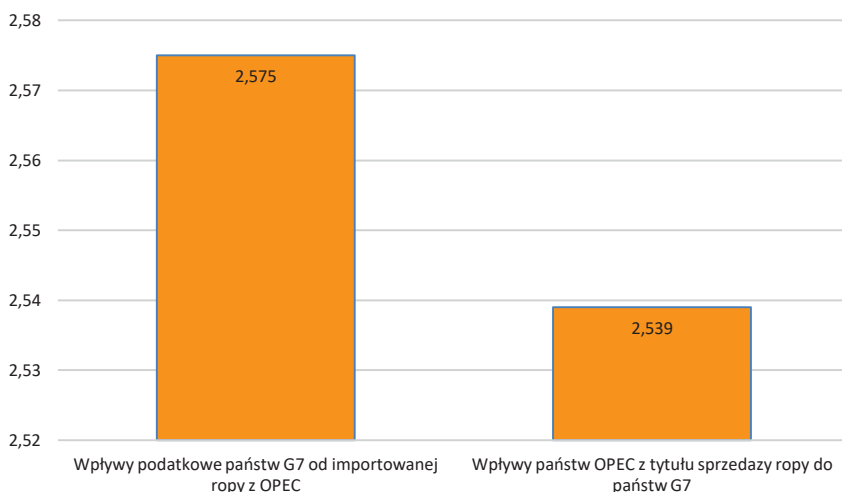
Dla państwa jako instytucji proces odejścia od paliw naftowych wiąże się z poważnymi konsekwencjami finansowymi w postaci konieczności zrównoważenia niedoboru powstałego na skutek zmniejszenia wpływów podatkowych z tytułu ob-

⁴³ 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.

⁴⁴ 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.

⁴⁵ COUNCIL DIRECTIVE 2003/96/EC, of 27 October 2003, restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity.

⁴⁶ OPEC, *Who Gets What from Imported Oil*, 06/2008 Vienna, s. 4.



Rys. 16. 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.

rotu nimi. Jest to aspekt, którego w kontekście specyfiki rynku surowców energetycznych i prognozowanych na nim zmian trudno lekceważyć.

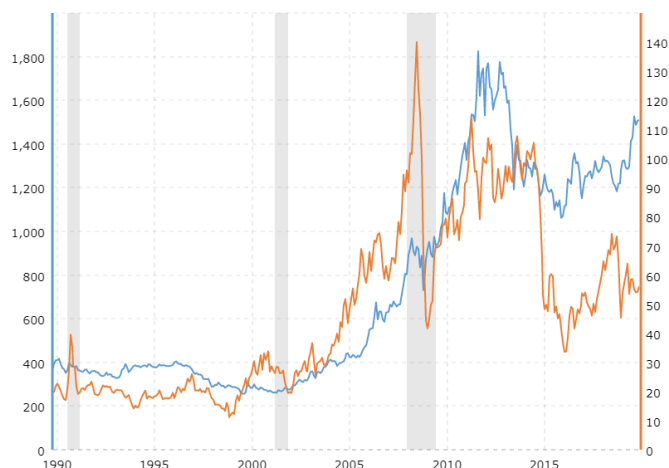
1.2. Elementy specyfiki handlu surowcowego

Uniwersalizm a spekulacja

Obrót paliwami kopalnymi nie zamyka się w żadnych cezurach odległościowych. Ma wymiar uniwersalny i globalny, co też nadaje towarom transakcyjnym wartości niebędącej prostą implikacją poziomu notowań cenowych wynikających z ich podstawowego zastosowania⁴⁷. Wielkość ofert podaźowych czy też znacząca liczba oferentów nie stanowią skutecznej bariery spekulacyjnej⁴⁸. Łatwo zauważalne są korelacje między kursami np. ropy naftowej a metali szlachetnych, czyli tradycyjnym

⁴⁷ P. Davidson, *Crude Oil Prices: "Market Fundamentals" or Speculation?*, https://www.researchgate.net/profile/Paul_Davidson10/publication/23535169_Crude_Oil_Prices_Market_Fundamentals_or_Speculation/links/55a91a9508aea3d086802d9b/Crude-Oil-Prices-Market-Fundamentals-or-Speculation.pdf, dostęp: 4.11.2019.

⁴⁸ L.K. Stevans, *Speculation, Futures Prices, and the U.S. Real Price of Crude Oil*, "American Journal of Social and Management Science" 2010, Vol. 1, No., s. 13–23, September.



Rys. 17. Korelacja notowań ropy naftowej i złota od 1990 roku

Źródło: Macrotrends.net, *Gold Prices vs Oil Prices – Historical Relationship*, <https://www.macrotrends.net/1334/gold-prices-vs-oil-prices-historical-correlation>, dostęp: 4.11.2019.

środkiem tezauryzacji⁴⁹. Pozwala to przypisać pierwszej z wymienionych zbliżony charakter⁵⁰. Wynikająca stąd atrakcyjność wydobywanych z ziemi nośników jest jednym z wyróżników handlu nimi, lecz nie jedynym.

Zależności polityczne jako czynnik rynkowy

Także relacje na rynku surowców energetycznych posiadają swoją specyfikę. Tworzą ją uwarunkowania polityczne. Często to właśnie relacje międzypaństwowe, przynależność do organizacji międzynarodowych czy też realizowane kierunki polityki zagranicznej są czynnikami decydującymi o nawiązaniu interakcji między oferentem i odbiorcą. Właściwość ta szczególnie wyraziście przejawia się w handlu węglowodorami. Za przykład posłużyć mogą wprowadzone przez wspólnotę międzynarodową limity zakupu ropy naftowej i jej produktów z Iraku w latach 1991–2003⁵¹ czy też sankcje nałożone przez Stany Zjednoczone na Iran⁵², których konsekwencją stała

⁴⁹ M. Fulp, *The History of Gold-Oil Ratios: 1970–2018*, <https://www.kitco.com/commentaries/2018-09-10/The-History-of-Gold-Oil-Ratios-1970-2018.html>, dostęp: 4.11.2019.

⁵⁰ G. Tamakoshia, S. Hamorib, *Real Oil Prices, Real Economic Activity, Real Interest Rates, and the US Dollar: A Cointegration Analysis with Structural Breaks*, <http://lifescienceglobal.com/pms/index.php/jrge/article/download/962/466>, dostęp: 4.11.2019.

⁵¹ Począwszy od Rezolucji 705 ONZ z 15.07.1991 – Rezolucja 705 UN, [https://undocs.org/S/RES/706\(1991\)](https://undocs.org/S/RES/706(1991)) – po program „ropa za żywność” wprowadzony na mocy Rezolucji 986 – Rezolucja 986, [https://undocs.org/S/RES/986\(1995\)](https://undocs.org/S/RES/986(1995)), dostęp: 1.11.2019.

⁵² Utrzymywane od czasów prezydentury W.J. Clintona, patrz: *Executive Order 12959 – Executive Order 12959 – Prohibiting Certain Transactions With Respect to Iran*, <https://www.govinfo.gov/content/>

się praktyczna eliminacja dotkniętych embargiem dostawców⁵³. Odzwierciedleniem wpływu stosunków bilateralnych jest casus nieistniejących relacji gospodarczych między Republiką Armenii (dalej Armenia) a Republiką Azerbejdżanu (dalej Azerbejdżanem), sąsiadujących ze sobą państw konsumenta i producenta ropy naftowej oraz gazu ziemnego. Dyferencję tę spośród pozostałych towarów dokumentuje przypadek kontraktu na stałe dostawy surowca po wyższych cenach niż u innego oferenta z powodów pozaekonomicznych, np. import przez Polskę gazu ziemnego z Norwegii i Stanów Zjednoczonych po stawkach za 1000 m³ finalnie znacznie przekraczających oferowane przez Federację Rosyjską (dalej Rosja)⁵⁴.

Specyfika logistyczna

Nie tylko determinanty polityczne pozostają wyróżnikiem stanowiącym o charakterystyce obrotu surowcami energetycznymi. Wyjątkowość i odmienność tworzą też wymogi logistyczne. Wynika to m.in. ze specyfiki przemieszczania tego typu dóbr oraz nieporównywalnych z żadnym innym towarem handlowym masą i objętością przedmiotu wymiany, co można też uznać za cechę własną realizowanych dostaw. Na przykład dla ropy naftowej jest to w przypadku Azerbejdżanu niemal 4 bbl na osobę rocznie, w Armenii – 1,1, a w Gruzji – 1,8, natomiast gaz ziemny odpowiednio 1100 m³, 770 m³, 484 m³ na mieszkańca rocznie⁵⁵.

Każdy element rzutuujący na koszt transferu ma przy tych wielkościach istotne znaczenie. Kluczem pozostaje infrastruktura: przesyłowa, odbiorcza oraz magazynowa. Nie rzadko jest czynnikiem decydującym o opłacalności całych koncepcji zaopatrzeniowych. Warunkuje ekonomicznie, ale też i technicznie możliwość jej realizacji. Może uchodzić za element współkreujący rynek i panujące na nim relacje inwestorskie. Naftociągi i gazociągi, a precyzyjniej ich trasy przebiegu są odzwierciedleniem tych zależności dla nośników węglowodorowych. Stanowią najprost-

pkg/WCPD-1995-05-15/pdf/WCPD-1995-05-15-Pg784.pdf, dostęp: 1.11.2019; po dzień dzisiejszy: *Remarks by President Trump at Signing of Executive Order on Iran Sanctions Executive Order Reimposing Certain Sanctions with Respect to Iran*, <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/executive-order-reimposing-certain-sanctions-respect-iran/>, dostęp: 1.11.2019.

⁵³ W pierwszym przypadku potencjalny nabywca dokonujący zakupu łamałby obowiązujące przepisy i narażał się na grożące mu konsekwencje prawne z tytułu ich naruszenia, natomiast w drugim na restrykcje ze strony administracji amerykańskiej. Nominalnie za egzekucję regulacji Organizacji Narodów Zjednoczonych odpowiadają światowe mocarstwa zasiadające jako stali członkowie Rady Bezpieczeństwa. W istocie hegemonia militarno-gospodarcza Stanów Zjednoczonych determinuje skuteczność sankcji interesem tego państwa. M. Brzoska, *The Power and Consequences of International Sanctions*, E-International Relations, <https://www.e-ir.info/2014/05/19/the-power-and-consequences-of-international-sanctions/>, dostęp: 20.01.2020

⁵⁴ Cena za surowiec bez uwzględniania kosztów inwestycyjnych w budowę infrastruktury przesyłowo-magazynowej.

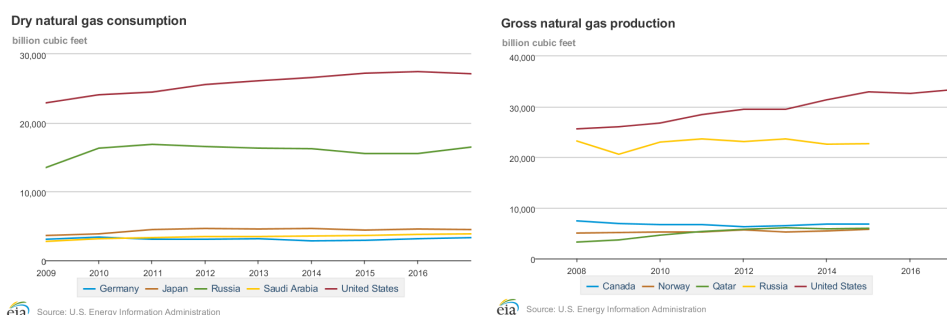
⁵⁵ Obliczenia własne na podstawie danych dotyczących konsumpcji gazu ziemnego Socar, Gazprom Armenia i Socar Gruzja.

sze i najtańsze źródło zaopatrzenia. Liczącym się atutem jest swobodny dostęp do otwartego morza. Dla cieczy i gazów kosztowo transport tą drogą jest wprawdzie zawsze wyższy niż rurociągami, lecz gdy ich brak stanowi jedyną alternatywę zaopatrzeniową. Jego znaczenie systematycznie przybiera na sile wraz z rosnącą popularnością handlu skroplonym gazem. Dla paliw o konsystencji stałej takich jak węgiel, fracht pozostaje ekonomicznie najkorzystniejszym sposobem przewozu. W przypadku transferów śródlądowych pierwszoplanową rolę niezmiennie odgrywa kolej, także dla paliw węglowodorowych, na obszarach których nie ma rurowych magistral naftowych, gazowych. Znaczenie transportu drogowego w międzynarodowym obrocie surowcami energetycznymi jest zupełnie marginalne, co stanowi też jego cechą własną.

1.3. 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 rys. 11) i 9. (patrz rys. 15) 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.

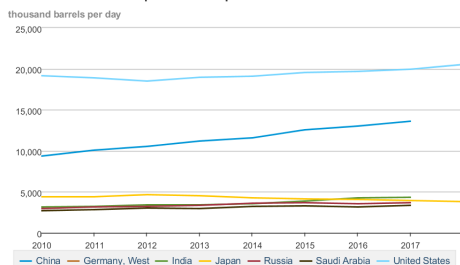
Prymat ten nie zapewnił im miejsca w gronie eksporterów, gdyż ich wewnętrzne potrzeby znacząco wykraczają ponad poziom rodzimej produkcji. W konsekwencji są netto importerami ropy naftowej, a niekiedy i gazu ziemnego. Nominalnie też lokują się w teżej grupie państw. W przypadku Stanów Zjednoczonych i węglowodorów czytelność klasyfikacji zakłóca prowadzony przez nie na szeroką skalę reeksport. Przedmiotem dalszej sprzedaży jest przede wszystkim gaz ziemny. Naj-



Rys. 18. Konsumpcja i wydobycie gazu ziemnego przez największych konsumentów i producentów

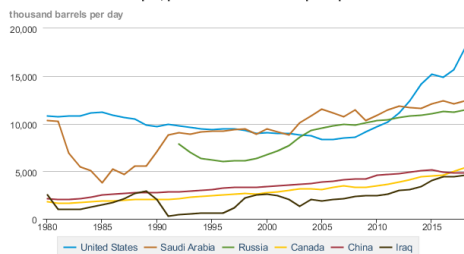
Źródło: EIA.

Petroleum and other liquids consumption



Source: U.S. Energy Information Administration

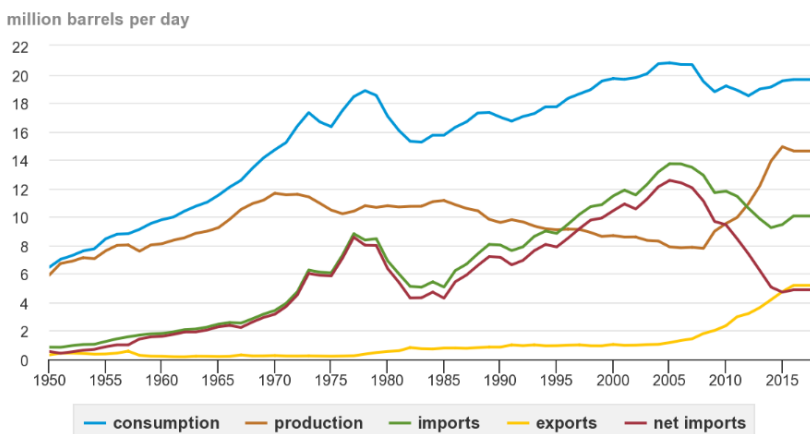
2018 U.S. and other top 5, petroleum and other liquids production



Source: U.S. Energy Information Administration

część dotyczy to surowca sprowadzonego z Kanady, a sporadycznie także i tego trafiającego z Rosji. Uszczegóławiając, 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 siedemdziesiątych XX wieku wewnętrzne regulacje prawne zakazywały wywozu za granicę wywozu wydobywanej tu ropy⁵⁶. Incydentalnie od nich odstępowano, a zgodę wydawał sam prezydent. Przez ponad

U.S. petroleum consumption, production, imports, exports, and net imports, 1950-2018



Source: U.S. Energy Information Administration, *Monthly Energy Review*, Table 3.1, April 2019

Rys. 20. Stany Zjednoczone – konsumpcja, produkcja, import i eksport w latach od 1950 do 2018

Źródło: EIA.gov – Oil: Crude and Petroleum Products Explained, *Oil: Crude and Petroleum Products Explained*, <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/imports-and-exports.php>, dostęp: 23.02.2020.

⁵⁶ *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: 21.01.2020.

40 lat zdarzyło się to zaledwie kilkukrotnie⁵⁷. Państwo to jednak za sprawą potężnej konsumpcji wewnętrznej w praktyce nie było zainteresowane wywozem ropy naftowej. Z przyczyn zupełnie naturalnych nie miało to większego uzasadnienia ekonomicznego.

Reeksport odbywał się głównie przez największe terminale na zachodnim wybrzeżu, tj. Los Angeles, a także Houston i Nowy Orlean nad Zatoką Meksykańską. Eksponowane miejsce w tym zajmował ostatni z wymienionych, m.in. za sprawą swego potencjału przeładunkowego oraz bezpośredniego sąsiedztwa rafinerii, co pozwalało wzbogacić ofertę o przetworzony produkt⁵⁸.

Legislacyjna zaporą zabraniająca wywozu rodzimego surowca i nadmierny brak celowości takich zabiegów nie były jedynymi przeszkodami, jakie stały za ograniczeniami. Także system logistyczny nie był do tego zupełnie 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 Keystone⁵⁹. W 2012 roku sięgnął on Cushing, stanowiąc 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 granicę⁶⁰. Terminalem służącym do jego obsługi stało 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 niekonwencjonalnych⁶¹. Sięgnięcie po nie stało się ekonomicznie zasadne dopiero po spadku kursu baryłki na światowych giełdach, do którego doszło po wybuchu w 2008 roku kryzysu. 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. 21). Dal-
sze trwanie przy zakazie z punktu widzenia gospodarki straciło rację bytu.

⁵⁷ M. Paszkowski, *Analiza implikacji zniesionego przez Stany Zjednoczone Ameryki zakazu eksportu ropy naftowej*, „Polityka Energetyczna” 2017, t. 20, z. 1, s. 40.

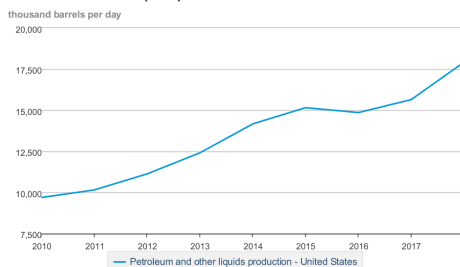
⁵⁸ *Offshore Oil Terminals: Potential Role in U.S. Petroleum Distribution*, 1 January 1989, U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Office of Policy and Planning, Washington, s. 8.

⁵⁹ *Keystone – Documents and Maps*, <https://www.tcenergy.com/operations/oil-and-liquids/keystone-xl/keystone-xl-documents-and-maps/>, dostęp: 22.02.2020.

⁶⁰ 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.

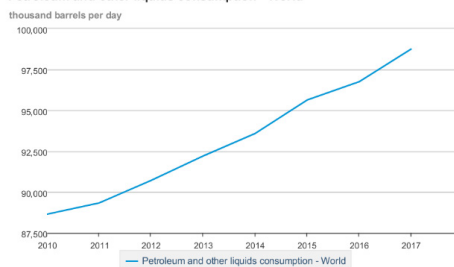
⁶¹ M. Paszkowski, op. cit., s. 41–42.

Petroleum and other liquids production - United States



Source: U.S. Energy Information Administration

Petroleum and other liquids consumption - World



Source: U.S. Energy Information Administration

Rys. 22. Dynamika wzrostu produkcji ropy naftowej w Stanach Zjednoczonych w latach 2010–2018 vs. wzrost konsumpcji w świecie

Źródło: EIA.

wcielenie się Stanów Zjednoczonych w rolę eksportera rodzimej ropy naftowej, nie wiązał się zatem jedynie ze znaczeniem, jaki posiadały wywożone stąd baryłki dla równowagi popytowo-podażowej, chociaż i ta wartość nie może być ignorowana. Istotne miejsce przypisać należy przekazowi, jaki wiązał się z tą decyzją dla giełd.

Sygnalizował on niejednoznacznie konieczność odejścia od traktowania tego państwa wyłącznie w kategoriach rynku zbytu i konsumenta o najpotężniejszym potencjale absorpcyjnym. Nie sposób przecenić znaczenia tej informacji na stabilizację cen na stosunkowo niskim poziomie. Takim, który sprzyja koniunkturze gospodarczej, co odzwierciedla się na wykresie historycznych notowań (rys. 23). W 2014 roku samo złożenie wniosku i zapowiedź zniesienia ograniczeń skutkowało

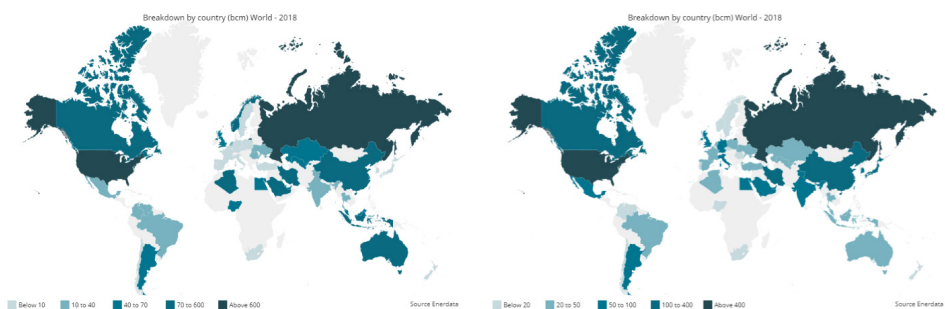


Rys. 23. Ceny ropy naftowej w latach 2010–2018 notowania WTI

Źródło: Macrotrends, *WTI Crude Oil Prices – 10 Year Daily Chart*, <https://www.macrotrends.net/2516/wti-crude-oil-prices-10-year-daily-chart>, dostęp: 1.03.2020.

spadkami cen, umocnionymi w grudniu 2015 roku prawnym usankcjonowaniem tych wysiłków.

Stany Zjednoczone reeksportują także gaz ziemny. Dostarczany jest on w postaci skroplonej. Jednym z państw będących odbiorcą tego surowca jest Polska. Kontrakt zawarto na 24 lata⁶⁶. Będąca stroną spółka PGNiG nie mogła nie znać stanu amerykańskich zasobów naturalnych czy poziomu konsumpcji, gdyż dane te są publikowane. Posiadała pełną wiedzę na temat braku możliwości realizacji wypełnienia warunków przez oferenta przy wykorzystaniu jego rodzimych rezerw. Podejmując decyzję, godziła się na takie rozwiązanie, uznając je za korzystne dla siebie i akceptowalne na rynku. Przyjęła tym samym je za zgodne z obowiązującymi tu zasadami, co jednakże u wielu ekspertów branżowych nie spotkało się ze zrozumieniem i aprobatą⁶⁷.



Rys. 24. a) Produkcja gazu ziemnego b) Konsumpcja gazu ziemnego

Źródło: Global Energy Statistical Yearbook 2019.

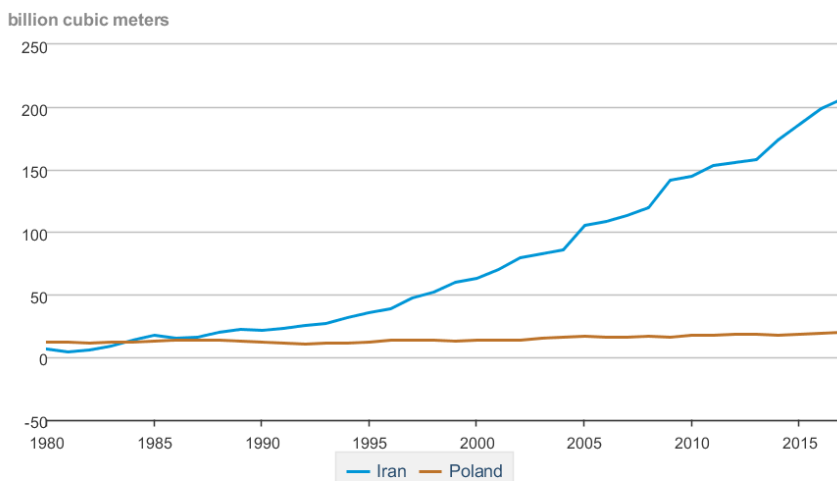
Reeksport praktykowany jest także przez Rosję, będącą trzecim największym producentem ropy naftowej i drugim gazu ziemnego. Także Iran, plasujący się tu odpowiednio na 5. i 3. pozycji w świecie, sprzedaje nie tylko surowiec wydobywany u siebie. Dla obu wymienionych źródłem dodatkowego zaopatrzenia stały się kapijskie państwa Azji Centralnej – Kazachstan i Turkmenistan. Dotyczy to przede wszystkim gazu zmiennego. W przypadku Iranu potężny i dynamicznie rosnący popyt wewnętrzny⁶⁸, a także ograniczona infrastruktura przetwórcza w postaci

⁶⁶ 8.11.2018, PGNiG: 24-letni kontrakt z Cheniere podpisany – dostawy amerykańskiego LNG do Polski ruszą w 2019 roku, <http://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/pgnig-24-letni-kontrakt-z-cheniere-podpisany-dostawy-amerykanskiego-lng-do-polski-rusza-w-2019-roku/newsGroupId/10184>, dostęp: 31.12.2019.

⁶⁷ 2018: zalewamy się gazem pod korek, <http://szczesniak.pl/2018-zalewamy-gazem-pod-korek>, dostęp: 1.01.2020.

⁶⁸ Iran Natural Gas Consumption, https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=000000g&c=0000000000000000000020000000000000004&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.

Dry natural gas consumption



 Source: U.S. Energy Information Administration

Rys. 25. Dynamika wzrostu zużycia gazu ziemnego w Iranie i Polsce.

Źródło: EIA.

będącego w ciągłej rozbudowie od 2007 roku terminalu załadunkowego limitują możliwości wywozowe⁶⁹.

W Rosji ograniczenia te 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 m³⁷⁰. Także i tu intensywnie rozbudowywane są stacje skraplania LNG⁷¹.

Przykład Stanów Zjednoczonych, Rosji czy nawet Iranu dowodzi braku możliwości zastosowania jednoznacznego podziału na państwa producenckie i konsumenckie – czyli oferentów i odbiorców w handlu gazem ziemnym. Czytelniejszym kryterium pozostaje klasyfikacja na eksporterów i importerów netto tego surowca.

Sytuację ropy naftowej i jej produktów odwzorowano na rys. 28. Gdy wydzielono łączną kategorię największych importerów dla obu omawianych surowców, znajdują się w niej: ChRL, Japonia, Niemcy, Włochy, Korea, Francja, Hiszpania. Gospodarki tych państw należą do najpotężniejszych w świecie i całkowicie zdanych na dostawy z zewnątrz. Pozostałe państwa (Meksyk, Turcja, Wielka Brytania, Stany Zjednoczone, Indie i Holandia) także są zmuszone sprowadzać dla swych potrzeb

⁶⁹ Iran Liquefied Natural Gas Co., <http://www.iranlng.ir/index.php/en/eng-about-us/company-overview>, dostęp: 1.01.2020.

⁷⁰ *Natural Gas: Inter-regional Trade*, BP Statistical Review 2019, s. 38.

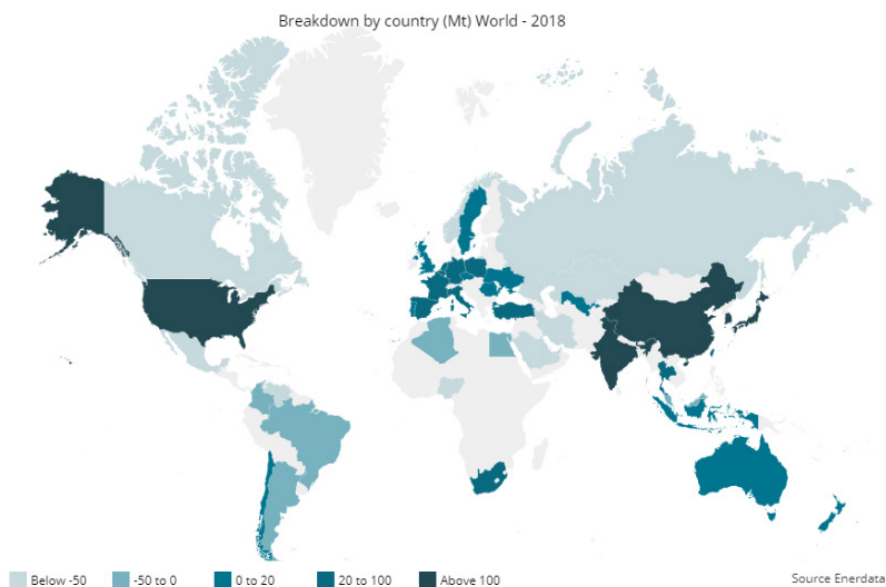
⁷¹ *Overview of Russian LNG Projects*, <https://www.pwc.ru/en/publications/russian-lng-projects.html>, dostęp: 2.01.2020.

Rys. 26. Państwa o największej nadwyżce eksportowej i importowej gazu ziemnego

Eksport (w mld m ³)	Import (w mld m ³)
Rosja – 237,9	ChRL – 115,5
Norwegia – 121,8	Japonia – 114,2
Australia – 80,8	Niemcy – 85,4
Kanada – 58,8	Włochy – 67,5
Algieria – 51,3	Korea Płd. – 57,1
Indonezja – 28,0	Meksyk – 54,3
Nigeria – 25,7	Turcja – 49,3
Malezja – 24,3	Francja – 44,1
Stany Zjednoczone – 19,8	Wielka Brytania – 39,5
Uzbekistan – 17,1	Hiszpania – 31,6

Źródło: opracowanie własne na podstawie Global Energy Statistical Yearbook 2019, *Natural Gas – Breakdown by Country (bcm)*, <https://yearbook.enerdata.net/natural-gas/balance-trade-world-data.html>, dostęp: 2.01.2020.

te dwa paliwa węglowodorowe. Przy czym jedno z nich w sposób istotny uzupełnia rodzimą produkcją nadmienionych kopalin – ropą naftową: Meksyk, Wielka Brytania – natomiast gazem ziemnym Stany Zjednoczone i Holandia; bądź nie jest wykorzystywany w ilościach, które pozwoliłyby przypisać to państwo do grona największych importerów.



Rys. 27. Eksport i import ropy naftowej przez państwa (w mln ton)

Źródło: Global Energy Statistical Yearbook 2019.

Istnienie grona silnych odbiorców, którzy determinują rynek popytowy, jest wyróżnikiem obrotów handlowych surowcami energetycznymi (rys. 28). Przypadek ropy naftowej i gazu ziemnego współtworzy go, podobnie rzecz ma się z węglem kamiennym i brunatnym, a poniekąd także i materiałami rozszczepialnymi.

Rys. 28. 10 państw o największym imporcie netto gazu ziemnego i ropy naftowej w 2018 roku

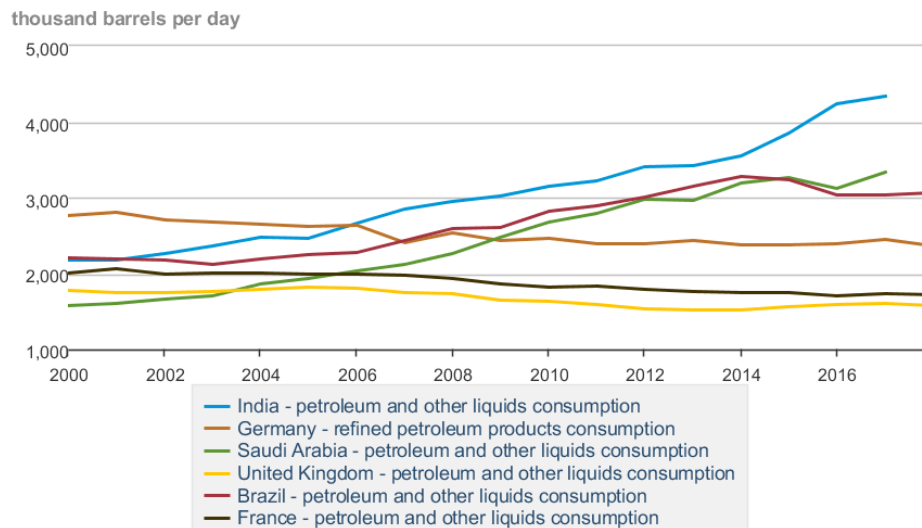
Gaz ziemny (w mld m³)	Ropa naftowa (w mln ton)
ChRL – 115,5	ChRL – 459,3
Japonia – 114,2	Stany Zjednoczone – 247,8
Niemcy – 85,4	Indie – 226,6
Włochy – 67,5	Korea Płd. – 151,3
Korea Płd. – 57,1	Japonia – 149,3
Meksyk – 54,3	Niemcy – 85,2
Turcja – 49,3	Hiszpania – 68,2
Francja – 44,1	Włochy – 63,4
Wielka Brytania – 39,5	Holandia – 56,9
Hiszpania – 31,6	Francja – 52,8

Źródło: opracowanie własne na podstawie Global Energy Statistical Yearbook 2019.

Wpływ, jaki na kształt rynku wywierają najwięksi importerzy, jest trudny do przecenienia. Dałoby się go określić mianem decydującego. Siłę swego oddziaływania zawdzięcza w znacznej mierze utrzymującej się od ponad wieku przewadze strony popytowej. Poza kryzysem paliwowym w 1973 roku nigdy dotąd nie doszło do odwrócenia tych proporcji. Biorąc pod uwagę wielkości rezerw naturalnych (rys. 5) i tempo, w jakim przybiera zapotrzebowanie na ropę naftową i gaz ziemny, należy oczekiwać takiej właśnie zmiany. Zwraca uwagę dynamika wzrostu państw, które dotąd ze względu na uwarunkowania historyczne z czasów kolonialnych czy też geopolityczne bariery nie uchodziły za kluczowych odbiorców. Wejście na szczyt jednych i opuszczenie go przez innych, czyli tzw. zmianę wart, można by uznać za naturalny element rynkowy. W niniejszym przypadku sytuacja ta nie zachodzi. Zamiast zastępować jedno drugim poszerza się krąg dużych odbiorców. Stan ten odzwierciedlono na rys. 29. Zauważalny spadek zużycia surowca w państwach europejskich postrzeganych tradycyjnie w kategorii kluczowych odbiorców ma wyraźnie słabszą dynamikę niż wzrost konsumpcji w Arabii Saudyjskiej, Brazylii czy Indiach⁷². Przy czym te ostatnie mogą uchodzić za awangardę dalszej licznej rzeszy

⁷² *International Energy Statistics*, https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=000001001vg0000000000000000000000000000000000000000000000000000g&c=00010200000g00048000080g00000000g000001&ct=0&tl_id=5-A&vs=INTL.5-2-IND-TBPD.A~~INTL.54-2-DEU-TBPD.A~~INTL.5-2-SAU-

Petroleum and other liquids (annual)



Source: U.S. Energy Information Administration

Rys. 29. Dynamika zmian konsumpcji ropy naftowej Francji, Niemiec i Wielkiej Brytanii vs. Indii i Arabii Saudyjskiej oraz Brazylii

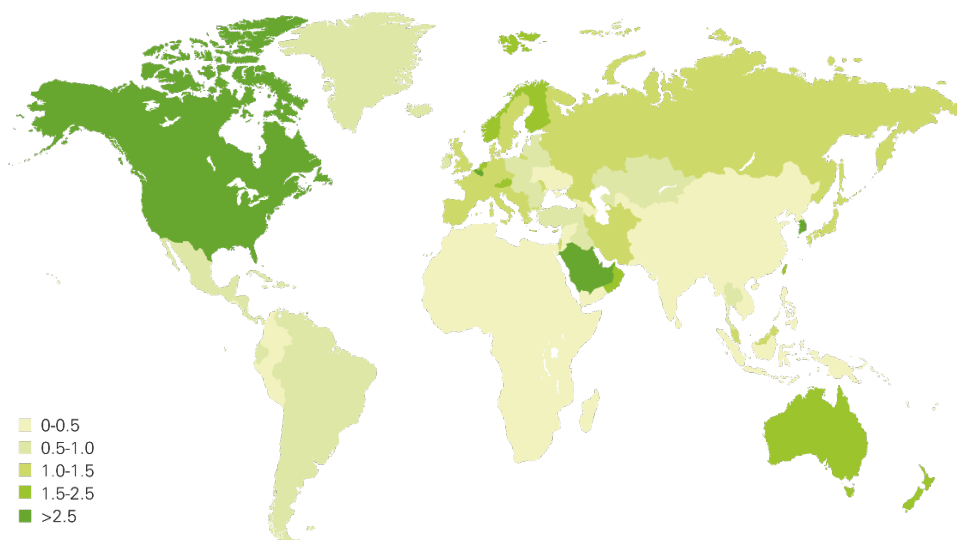
Źródło: EIA, *International Energy Statistics*, https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=0000001001vg0000000000000000000000000000000000000000000000000g&c=00010200000g00048000080g000000000g0000001&ct=0&tl_id=5-A&vs=INTL.5-2-IND-TBPD.A~~INTL.54-2-DEU-TBPD.A~~INTL.5-2-SAU-TBPD.A~~INTL.5-2-GBR-TBPD.A~~INTL.5-2-BRA-TBPD.A~~INTL.5-2-FRA-TBPD.A&cy=2017&vo=0&v=T&start=2000&end=2018&s=INTL.5-2-BGD-TBPD.A, dostęp: 22.03.2020.

członków wspólnoty międzynarodowej, którzy dotąd pozostawali z dala od czołówek. Nie wydaje się, by sytuacja, w której łączne zapotrzebowanie liczącego sobie ponad już niemal półtora miliarda mieszkańców kontynentu afrykańskiego było zbliżone do wielkości zużywanej przez Arabię Saudyjską czy Japonię i mogło utrzymać się w perspektywie dekady. Dyferencję, która się wytworzyła zaprezentowano na rys. 30. Wśród obszarów, w których zużycie nie przekroczyło pół tony na mieszkańca, są nie tylko państwa Afryki, lecz także ChRL, już dziś będąca drugim największym konsumentem⁷³. Stan ten jednoznacznie dowodzi ogromu potencjału wzrostowego, jakim pod tym względem dysponuje Państwo Środka.

Chiny i Indie nie są tu 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 obywa-

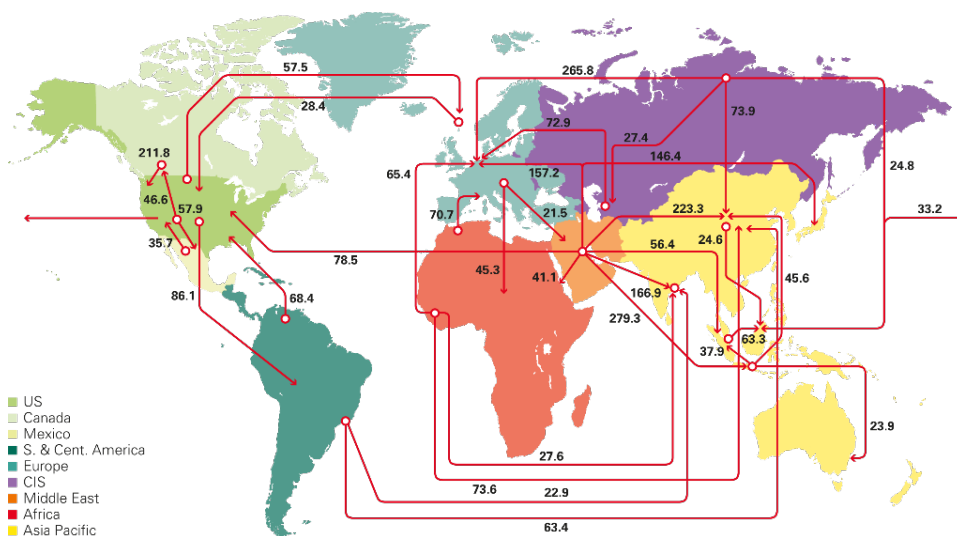
TBPD.A~~INTL.5-2-GBR-TBPD.A~~INTL.5-2-BRA-TBPD.A~~INTL.5-2-FRA-TBPD.A&cy=2017&vo=0&v=T&start=2000&end=2018&s=INTL.5-2-BGD-TBPD.A, dostęp: 22.03.2020.

⁷³ BP Statistical Review 2019, s. 22.



Rys. 30. Konsumpcja ropy naftowej w 2018 roku (w tonach na mieszkańca)

Źródło: BP Statistical Review 2019, s. 22.



Rys. 31. Międzynarodowy obrót ropą naftową wraz z kierunkami przepływu w mln ton

Źródło: BP Statistical Review 2019.

teli, lecz podnosi stan liczebny tych, którzy stają się nabywcami produktów naftowych. Elementu, który daje się określić mianem kluczowego dla kształtowania rynku naftowego. Zmiany te nie znalazły jeszcze swego pełnego odzwierciedlenia

w obrotach handlowych (rys. 31), co widać na przykładzie Afryki czy Indochin, a nawet Indii oraz Chin.

1.4. Giełdy i kontrakty surowcowe

Węgiel kamienny jest towarem handlowym funkcjonującym w ogólnoświatowym obrocie giełdowym. Notowania surowca uwarunkowane są miejscem jego pochodzenia, co determinuje jego jakość i związane z tym walory użytkowe⁷⁴. Inny poziom cen właściwy jest dla każdego z typów surowca: antracytowego, bitumicznego itd.⁷⁵ Inny kurs kształtował węgiel koksujący używany w hutnictwie, a inny energetyczny. Dyferencja ta jest znacząca i może sięgać w tych przypadkach od kilkudziesięciu do kilkuset procent. Przyjmuje się wręcz istnienie dla nich dwóch 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. Zadecydowała jego uniwersalność użytkowa. W przeciwieństwie do koksującego może on na wielu płaszczyznach konkurować z innymi surowcami energetycznymi, np. gazem ziemnym. Jest to niewątpliwie atut podnoszący jego atrakcyjność rynkową. Kryterium to ma swoje odzwierciedlenie w cenie, która dużej mierze określana jest właśnie przez jego kaloryczność. Ta mierzona jest w kilokaloriach na kilogram – kcal/kg. Przeciętna wartość oscyluje wokół 6 000 kcal⁷⁶.

Hubami o globalnym dla tego rynku znaczeniu pozostają np. w Australii – Newcastle, w Europie – Rotterdam⁷⁷, w Afryce – Richards Bay (Republika Południowej Afryki), Illinois Basin w Stanach Zjedoczonych⁷⁸. 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 globu⁷⁹.

⁷⁴ *International Coal Classification of Hard Coals by Type*, <https://www.unece.org/fileadmin/DAM/ie/se/pdfs/coal6/coedhard.pdf>, dostęp: 22.03.2020.

⁷⁵ *U.S. Geological Survey*, https://www.usgs.gov/faqs/what-are-types-coal?qt-news_science_products=0#qt-news_science_products, dostęp: 22.03.2020.

⁷⁶ *Putting a Price on Energy: International Coal Pricing*, https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Coal_Study_2010_en.pdf, dostęp: 22.03.2020, s. 22.

⁷⁷ Szerzej jako ARA: Amsterdam–Rotterdam–Antwerpia.

⁷⁸ *Coal Price Data and Indexes*, <https://ihsmarkit.com/products/coal-price-data-indexes.html>, dostęp: 24.03.2020.

⁷⁹ Ibidem.

Międzynarodową walutą w rozliczeniach zawieranych transakcji pozostaje USD, natomiast wolumenem obrotu jest tona⁸⁰ bądź tona ekwiwalentna węgla (dalej tce)⁸¹. W przypadku analiz statystycznych bywa stosowana przeliczeniowo tona oleju ekwiwalentnego (dalej toe)⁸².

W kontraktach importowych obowiązują reguły International Commercial Terms (dalej Incoterms)⁸³. 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 prowadzącym surowiec. W Stanach Zjednoczonych funkcjonuje termin *Free at Shipside*, w skrócie FAS. W przeciwieństwie do FOB nie jest tu wliczony załadunek. Dla państw UE i funkcjonujących tu lokalnych rynków wskaźnikiem odniesienia jest CIF ARA⁸⁴.

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 łańcuch dostaw, natomiast druga z koniecznością technicznego dopasowania i dostosowania surowca do potrzeb produkcyjnych odbiorcy. Współcześnie są nim zwykle elektrownie bądź huty, a głównym oferentem wydobywające go kopalnie⁸⁵. Dobór ze względu na parametry ma kluczowe znaczenie dla metalurgii, gdzie właściwości węgla koksowego rzutują na jakość wyrobu. Obiegowe specyfikacje pełnią rolę punktów odniesienia. Zawężają pole poszukiwań, lecz nie są wykładnią przydatności. Tę można zweryfikować wyłącznie empirycznie w testach. Żmudna procedura oceny walorów praktycznych sprzyja trwałości kooperacji sprzedawca–klient, co znajduje swój wyraz w zakresie chronologicznym zawieranych porozumień. Transakcje spotowe według szacunków to ok. 20% obrotów, pozostała część rynku to porozumienia czasowe – kilku-, a nawet kilkunastoletnie⁸⁶.

⁸⁰ BP Statistical Review 2019, s. 46–47; <https://www.eia.gov/beta/international/>, dostęp: 24.03.2020.

⁸¹ 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.

⁸² BP Statistical Review 2019, s. 46–47.

⁸³ Najnowsze Incoterms 2020.

⁸⁴ 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.

⁸⁵ Ibidem, s. 42.

⁸⁶ Z. Grudziński, *Międzynarodowy rynek węgla energetycznego*, „Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN” 2017, nr 98, s. 59.

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 tu poziom cen warunkowany jest właściwościami fizykochemicznymi surowca. Niemal każde złożę ma swoją niepowtarzalną specyfikę, rzutującą na utylitarną wartość pochodzącej stąd ropy naftowej. Często staje się eponimem swojego gatunku. 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 producentów⁸⁷.

Najpopularniejszymi benchmarkami pozostają Brent (skrót od geologicznych nazw formacji okresu jurajskiego: Broom, Rannoch, Etive, Ness oraz Tarbert⁸⁸) 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 przestały na przełomie lat 70. i 80. 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 bbl⁸⁹. 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. Utrzymująca się w ostatniej dekadzie przewaga benchmarku

⁸⁷ 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.

⁸⁸ *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: 20.01.2020.

⁸⁹ 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.

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 tańszy⁹⁰.

Brent i WTI są podstawowymi, lecz nie jedynymi benchmarkami. Dla rynków europejskich punktem odniesienia jest Ural, oznaczana na NYMEX skrótowo REB-CO (od *Russian Export Blend Crude Oil*)⁹¹. W dużym uproszczeniu jest to wspólne miano dla gatunków ropy naftowej wydobywanych w dorzeczu Wołgi, na Uralu oraz Zachodniej Syberii⁹². 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 Dubai⁹³. Swą nazwę zawdzięcza miejscu pochodzenia. Parametrami fizykochemicznymi różni się od Uralu, posiada wyższe zakwaszenie oraz ciężar właściwy⁹⁴. Stanowi punkt odniesienia dla 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 siarki⁹⁵.

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 Crude⁹⁶. 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 jest ewolucji niż rewolucji, co znajduje swoje odzwiercienie

⁹⁰ *Która ropa się liczy?*, <https://www.forbes.pl/gielda/ktora-ropa-sie-liczy/z3mrgxe>, dostęp: 20.01.2020.

⁹¹ J. Corcoran, *Urals Gets a Benchmark*, <https://www.petroleum-economist.com/articles/politics-economics/europe-eurasia/2016/urals-gets-a-benchmark> dostęp: 22.01.2020.

⁹² *Сорта нефти. Маркерный стандарт, бенчмарк*, <https://neftegaz.ru/tech-library/energore-sursy-toplivo/142128-sorta-nefti-markernyy-standart-benchmark/>, dostęp: 23.01.2020.

⁹³ 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: 25.01.2020.

⁹⁴ *Crude grades*, <https://www.mckinseyenergyinsights.com/resources/refinery-reference-desk/crude-grades/> dostęp: 25.01.2020.

⁹⁵ *Сорта нефти...*, op. cit.

⁹⁶ *Understanding Crude Oil Benchmarks and Classifications*, <http://www.oilscams.org/crude-oil-benchmarks>, dostęp: 25.01.2020.

dlenie w globalnej dominacji od kilkudziesięciu lat tych samych gatunków, nawet jeśli do sprzedaży trafia ich śladowa ilość, tak jak w przypadku Brent⁹⁷.

Podobnie jak w przypadku wcześniej analizowanego rynku węgla i gazu ziemnego, tak i tu 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 surowca⁹⁸. 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% obrotu⁹⁹. Współczesny rynek zdominowały kontrakty średnio- i długoterminowe i odpowiadają za 90% wymiany¹⁰⁰.

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 spot¹⁰¹. 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 Schwedt¹⁰².

Ropa naftowa coraz częściej kupowana jest tu w transakcjach spot. 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 finansowanie¹⁰³. Dla firm naftowych jest to zdecydowanie najpewniejszy i najtańszy sposób pozyskania środków. Bieżące wpływy z realizacji kontraktów krótkoterminowych czy też spot nie rozwiązują problemu. Nie dają bowiem gwarancji ciągłości przychodu, co może uchodzić za *conditio*

⁹⁷ *Benchmarks face 2020s evolution*, <https://www.petroleum-economist.com/articles/markets/trends/2019/benchmarks-face-2020s-evolution>, dostęp: 25.01.2020.

⁹⁸ *Efektywna rafinacja – EFRA Lotos S.A.*, <http://efra.lotos.pl/>, dostęp: 25.01.2020.

⁹⁹ 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: 26.01.2020.

¹⁰⁰ S. Dunn, J. Holloway, *The Pricing of Crude Oil*, <https://www.rba.gov.au/publications/bulletin/2012/sep/pdf/bu-0912-8.pdf>, dostęp: 26.01.2020, s. 67.

¹⁰¹ *Ibidem*.

¹⁰² *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: 26.01.2020, s. 23 I nast.

¹⁰³ 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: 26.01.2020.

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.

Operując w kategoriach uniwersalnych 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.
- 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 spot 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. Angażowane ich pozwala uniknąć potencjalnych błędów wynikających z braku doświadczenia czy niechęci do inwestycji we własny zespół do takich zadań¹⁰⁴.

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 wydobycia, jeśli te zlokalizowane są w bezpośrednim sąsiedztwie morza bądź końcowymi odcinkami rurociągów i usytuowanymi przy nich terminalami. Klasycznymi przykładami obrazującymi

¹⁰⁴J. van Schaik, *How Governments Sell Their Oil*, <https://resourcegovernance.org/sites/default/files/OilSales-HowGovtsSellOil.pdf>, dostęp: 31.01.2020.

pierwszą z przytoczonych okoliczności pozostają Hulaylah¹⁰⁵ czy Fateh¹⁰⁶ w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, natomiast drugą – analizowane wcześniej obiekty przy BTC (ropociąg Baku–Tbilisi–Ceyhan) w Supsie czy Ceyhan¹⁰⁷.

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 kilkukrotnie dłuższy. Kluczowe znaczenie należy przypisać generowanemu popytowi, co tłumaczy wiodącą pozycję i dynamikę sieci na Starym Kontynencie, a w szczególności północno-zachodniej jego części¹⁰⁸. 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, Singapur, Antwerpia, Amsterdam, Istambuł¹⁰⁹.

Tak jak w przypadku węgla dominuje formuła cenowa FOB i CIF w odniesieniu do dostaw drogą morską, uchodzących za najczęściej spotykaną i najpowszechniejszą formę realizacji kontraktów naftowych¹¹⁰.

Odrębną pozycję stanowią porozumienia związane z przesyłem surowca rurowcami. Zgodnie z nadmienianą właściwością umów długoterminowych, standardowym rozwiązaniem są tu okresowe indeksacje. Najważniejszym wyróżnikiem tego typu kontraktów jest ich trwałość, której determinantem jest istniejąca infrastruktura. Zawarcie ich stanowi *conditio sine qua non* podjęcia decyzji dotyczącej inwestycji w tego typu magistralę, co już w genezie wskazuje na przypisywanie perspektywicznego znaczenia przedsięwzięciu przez realizujące je strony w przypadku jego międzynarodowego charakteru. Nader często łączy się to z nadmienianym już wcześniej zaangażowaniem finansowym, tak szczególnie istotnym w poszukiwaniach geologicznych nowych złóż i samego up streamu. Stąd też klasycznym modelem tego typu rozwiązań stosowanych przy umowach przewidujących powstanie rurowca i transferu surowca jest sytuacja, w której jego nabywca (rafineria czy koncern o potencjale down streamowym) bierze na siebie ciężar realizacji przedsięwzięcia, włączywszy w to partycypację kosztową w uruchomienie wydobycia.

¹⁰⁵ *Hulaylah Oil Terminal, United Arab Emirates*, <http://ports.com/united-arab-emirates/hulaylah-oil-terminal/>, dostęp: 31.01.2020.

¹⁰⁶ *Fateh Oil Terminal, United Arab Emirate*, <http://ports.com/united-arab-emirates/fateh-oil-terminal/> dostęp: 31.01.2020.

¹⁰⁷ *Ceyhan Terminal*, https://www.bp.com/en_az/azerbajjan/home/who-we-are/operationsprojects/terminals/ceyhan_terminal.html, dostęp: 31.01.2020.

¹⁰⁸ P. Peng, *Hub-and-spoke Structure: Characterizing the Global Crude Oil Transport Network with Mass Vessel Trajectories*, "Energy", No. 168(1), s. 966–974.

¹⁰⁹ *Ibidem*, s. 16.

¹¹⁰ B. Fattouh, *An Anatomy of the Crude Oil Pricing System*, Oxford 2001, s. 23.

Przykładem takim jest m.in. analizowany w dalszej części tzw. 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 up streamowym jest trudne do przecenienia i nie- sie 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 surowca¹¹¹. 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 pozwala unikać kosztów związanych z pobieraniem opłat tranzytowych przez podmioty trzecie. Korzyści wynikających z użycia tego typu infrastruktury jest znacznie więcej. Wśród nich wyeksponować można:

- poza przetłoczniami nie zajmuje miejsca na powierzchni;
- jest neutralny krajobrazowo;
- trasowanie przewodów rurociągowych pozostawia znaczącą dowolność;
- łączy precyzyjnie znacząco oddalone od siebie miejsce wysyłki i dostawy;
- brak ubytków w transporcie;
- pozwala na zautomatyzowanie transportu, który nie wymaga wykorzystania siły roboczej;
- energooszczędne w przeliczeniu na jednostkę przesyłu;
- niższe koszty eksploatacji na jednostkę przesyłu niż w przypadku wykorzystania innych środków do transportu¹¹².

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 i traktowane mogą być 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 stanowił 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 dystry-

¹¹¹ *Crude Oil Pipeline Transportation Market: Global Industry Analysis, Trends, Size, Share, Growth Factors, Overview, Opportunity Assessment & Market Forecast 2017–2025.*

¹¹² W. Drożdż, *Infrastruktura transportu przesyłowego jako element polityki bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej*, Szczecin 2013, s. 29.

bucji 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.

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 walut¹¹³. Niosła też za sobą szereg innych profitów w postaci dostępu do technologii¹¹⁴. 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 partnerski¹¹⁵. Oceny tego stanu rzecz 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 itd.¹¹⁶ 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 Polska¹¹⁷. Wzrosła rola producenta, stając się dominującą szczególnie wtedy,

¹¹³ *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: 09.02.2020, s. 1–2.

¹¹⁴ *Outlook for the Siberia-to-Western Europe Natural Gas Pipeline*, CIA Intelligent Assessment 1982, <https://www.cia.gov/library/readingroom/docs/CIA-RDP84B00049R001202890013-1.pdf>, dostęp: 09.02.2020, s. 1–2.

¹¹⁵ 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: 9.02.2020.

¹¹⁶ R. Zajdler, T. Hara, J. Staniłko, *Formuły cenowe w kontraktach długoterminowych na dostawę gazu do Unii Europejskiej*, Warszawa 2012, s. 24.

¹¹⁷ M.P. 2011, nr 46 poz. 514, 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 dnia 18 lutego 1995 r., <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20110460514>, dostęp: 29.01.2020.

gdy z danej magistrali korzystał więcej niż jeden odbiorca. Wynikało 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 lat¹¹⁸, zawierały klauzulę konieczności zapłaty za zakontraktowany surowiec niezależnie od tego, czy zostanie odebrany (zobowiązanie *Take or Pay*) przy jednoczesnym zakazie jego odsprzedaży (*Destination Clause*)¹¹⁹, 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 ZSRR¹²⁰. Był to tzw. 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 przedsiębiorstw¹²¹. Klasycznego przykładu tego typu praktyk doszukać można się między Gazpromem a odbiorcami jego dostaw w Europie Środkowej¹²².

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 tysiącach kilometrów¹²³. Największym tego typu obiektem pozostaje gazociąg West-East Gas Pipeline. Łączy on wschodnie i zachodnie prowincje ChRL, licząc 8707 km, a zważywszy na ilość i wielkość partycypujących w projekcie podmiotów trudno przecenić jego gospodarcze znaczenie¹²⁴. 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

¹¹⁸ Ibidem.

¹¹⁹ R. Zajdler, T. Hara, J. Staniłko, op. cit., s. 19.

¹²⁰ *USSR – Western Europe...*, op. cit., s. 8.

¹²¹ Por. R. Zajdler, T. Hara, J. Staniłko, op. cit., s. 20.

¹²² *PGNiG i Gazprom podpisały aneks na długoterminowe dostawy gazu*, <https://www.parkiet.com/artykul/298593.html>, dostęp: 9.02.2020.

¹²³ T. Hussein, *Transporting Oil and Gas: The World's Longest Pipelines*, <https://www.offshore-technology.com/features/worlds-longest-pipelines/>, dostęp: 10.02.2020.

¹²⁴ *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.

zewewnętrzne otoczenie biznesowe. W przypadku kontraktów na dostawy gazu wyróżnić należy przede wszystkim linie przesyłowe o zasięgu międzynarodowym. Za przykład posłużyć może Jamał–Europa czy najbardziej właściwy dla problematyki niniejszego opracowania gazociąg Baku–Tbilisi–Erzurum zwany Południowokaukaskim (szerzej rozdz. II i III) oraz Central Asia Center (dalej CAC), którym „błękitne paliwo” trafia z Turkmenistanu, Uzbekistanu i Kazachstanu do Rosji¹²⁵. 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 przesyłowej¹²⁶. 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 istotniejszą rolę w obrocie handlowym surowcem. Zdecydowanie ich przybyło, a w planach są kolejne¹²⁷.

Produkcja gazu z niekonwencjonalnych złóż kojarzona stereotypowo z rewolucją łupkową, zyskująca na popularności LNG oraz powiązana z tymi okolicznościami wspomniana rosnąca liczba magistral gazowych na świecie to jedne z najistotniejszych determinantów rynkowych, które przyczyniły się do dynamicznych zmian w międzynarodowym handlu gazem. Kwestie podaży zostały już podniesione w niniejszej pracy (patrz 1.1). W kontekście umów i kontraktów warto wyeksponować pozycję LNG – postaci surowca, która przełamała w obrocie gazem ziemnym ograniczenia związane z transportem. Skroplony gaz jako produkt funkcjonuje na rynku od ponad 60 lat¹²⁸. 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 obsługi LNG. Dzięki temu do początku lat 90. obrót tym paliwem uległ zwielokrotnieniu i osiągnął poziom 50 MTPA.

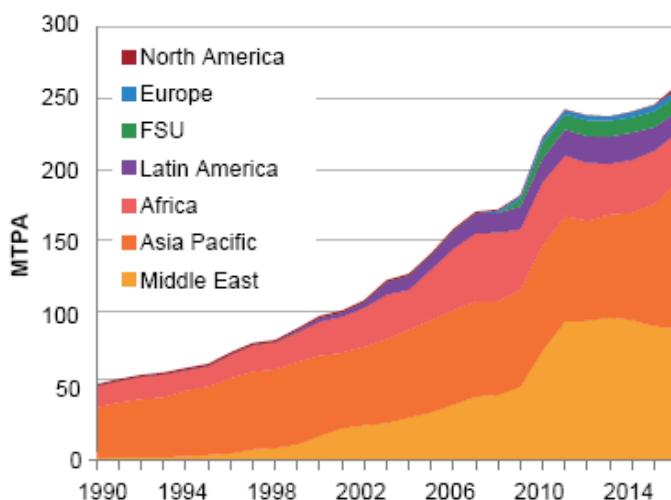
Nie bez znaczenia dla osiągnięcia tego rezultatu był postęp technologiczny związany z procesem skraplania i magazynowania gazu ziemnego. Przyczynił się on do znacznego obniżenia kosztów procesu.

¹²⁵Z. Kanapiyanova, *History of the Energy Sector Development and Kazakhstan's Energy Potential*, <https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/785104>, dostęp: 27.01.2020, s. 34.

¹²⁶R. Zajdler, T. Hara, J. Staniłko, op. cit., s. 19.

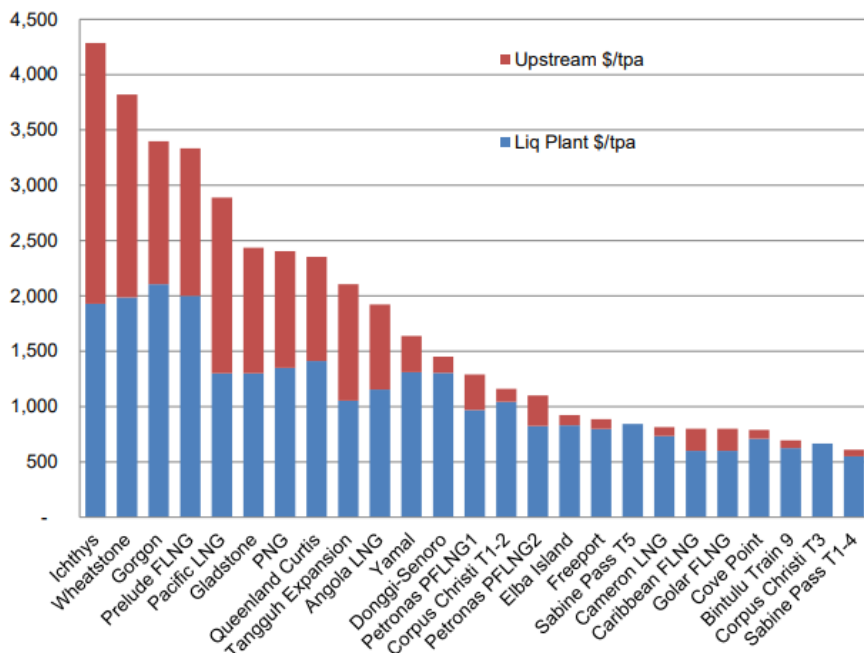
¹²⁷*European Traded Gas Hubs: A Decade of Change*, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/07/European-traded-gas-hubs-a-decade-of-change-Insight-55.pdf>, dostęp: 28.01.2020, s. 3.

¹²⁸M. 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.



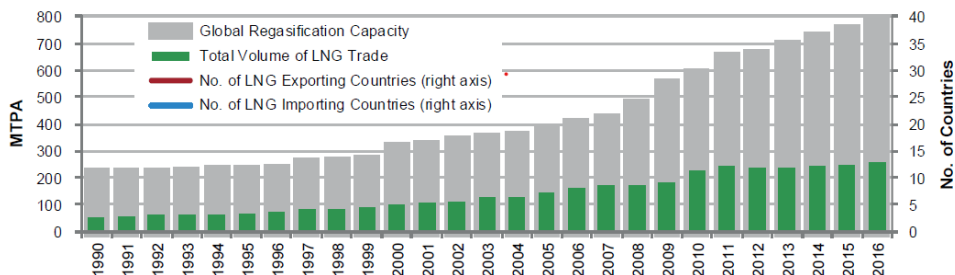
Rys. 32. Eksport LNG w latach 1990–2016 (w milionach ton rocznie)

Źródło: International Gas Union, *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.



Rys. 33. Kapitał inwestycyjny w przeliczeniu USD na roczną wydajność w tonach dla lat 2014–2018

Źródło: International Gas Union.



Rys. 34. LNG – wolumen obrotu w latach 1990–2006

Źródło: International Gas Union – World LNG Report, *International Gas Union, World LNG Report 2017*, op. cit.

Także notowania surowca w tych latach uległy wyraźnemu obniżeniu¹²⁹. Nałożenie tych czynników doprowadziło do spadku cen LNG, a to stanowiło impuls do dalszego wzrostu jego popularności.

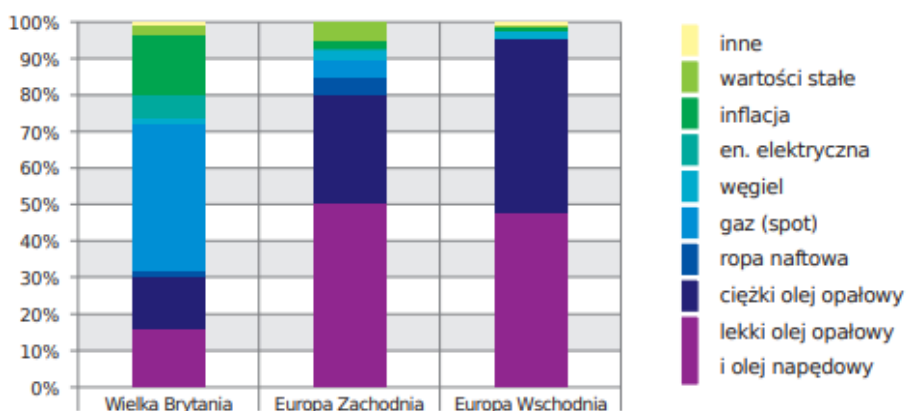
Kurs LNG w przypadku kontraktów długoterminowych do końca poprzedniej dekady ustalany był niemal wyłącznie przez odniesienie do baryłki ropy bądź wprost do gazu ziemnego¹³⁰. Współcześnie nadal sposób ten znajduje swoje zastosowanie w praktyce, lecz już nie na taką skalę. Podejście to wynikało z podobieństw specyfiki węglowodorowych nośników energii. Poważnym mankamentem pozostawał 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 marży¹³¹. 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, którym pozostaje brak dyferencji cenowej wynikającej z lokalnych uwarunkowań, np. obecności w sąsiedztwie miejsca docelowego innych surowców energetycznych bądź potencjału stojącego za OZE w danej lokalizacji (rys. 35).

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 sytuacji, w której spadek kursu baryłki tego surowca znalazł się na poziomie wykraczającym poza zakres standardowych wahań. Osiągał pułap utrud-

¹²⁹ *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: 11.02.2020.

¹³⁰ R. Zajdler, T. Hara, J. Stanilko, op. cit., s. 17.

¹³¹ *What is Netback*, <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/netback/>, dostęp: 26.02.2020.



Rys. 35. 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.

niający 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 sytuacjach takich redukowano wiązanie cenowe obu surowców. Rozwinięciem tego mechanizmu było wprowadzenie także górnego limitu u schyłku lat 90. XX wieku¹³². Idea „podłogi i sufitu” nie przetrwała kryzysu 2008 roku. LNG ponownie powiązано 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.

¹³² Ibidem, s. 31.

2

UWARUNKOWANIA NATURALNE ORAZ INFRASTRUKTURA

2.1. Armenia

2.1.1. Obszar, demografia, warunki klimatyczne

Armenia zajmuje oficjalnie powierzchnię 29 700 kilometrów kwadratowych¹³³, co w rankingu wielkości posiadanego terytorium przez poszczególne państwa daje jej 138. miejsce na świecie¹³⁴. Nominalnie zamieszkuje ją niewiele ponad 3 mln mieszkańców¹³⁵. Gęstość zaludnienia oscyluje wokół 101 osób na km², czyli jest o ok. 10% niższa niż średnia dla Unii Europejskiej. Podobieństwo to ma jednak wymiar wyłącznie statystyczny, gdyż ze względu na ukształtowanie powierzchni i typowo górski charakter kraju tereny nadające się pod osadnictwo stanowią niewspółmiernie mniejszą niż w przypadku Wspólnoty część całości. Szacunkowo jedynie ok. 40%

¹³³ Strona informacyjna rządu Republiki Armenii pod adresem <http://www.gov.am/en/geography/>, dostęp: 10.01.2016. Wskazana powierzchnia nie uwzględnia terenów Górskiego Karabachu oraz obszarów zajętych w wyniku działań wojennych w latach 1991–1994, formalnie nadal wchodzących w skład Republiki Azerbejdżanu. W operacji zbrojnej prowadzonej od września do listopada 2020 r. Azerbejdżan nie zdołał odzyskać wszystkich ziem nominalnie mu przynależnych. Заявление Президента Азербайджанской Республики, премьер-министра Республики Армения, Президента Российской Федерации, <https://en.president.az/articles/45923>, dostęp: 11.11.2020.

¹³⁴ Patrz witryna CIA – The World Factbook pod adresem <https://www.cia.gov/library/publications/resources/the-world-factbook/geos/am.html>, dostęp: 10.01.2016.

¹³⁵ Dokładnie 2 959,2 tys. na dzień 1.01.2020 roku. Dane spisowe na stronie informacyjnej rządu Republiki Armenii pod adresem <http://www.gov.am/en/demographics/>, dostęp: 10.11.2020.

nadaje się lub może być przystosowane dla potrzeb osadnictwa¹³⁶. Okoliczność ta sprzyja urbanizacji, tak też ponad 63% populacji Armenii żyje w miastach¹³⁷, z czego ok. 30% w stolicy – Erywaniu¹³⁸. Poważnym problemem państwa jest starzenie się społeczeństwa i kurczenie populacji. Od pierwszych lat niepodległości liczba obywateli spadła o niemal 20%. Migracje i niska dzietność są wymieniane wśród głównych przyczyn tego stanu rzeczy¹³⁹. W 2016 r. ludność Armenii po raz pierwszy we współczesnych dziejach państwa, tj. od czasu odzyskania niepodległości w 1991 r., obniżyła się do stanu poniżej 3 mln¹⁴⁰.

Prezentowane wielkości wynikają z wykorzystania podczas obliczania wskaźników oficjalnych, przekazywanych przez instytucje rządowe danych. Te jednakże nader często nie są zbieżne ze stanem faktycznym. Można wskazać dwa podstawowe czynniki generujące różnice między stanem nominalnym a rzeczywistym. Pierwszy z nich to migracje zarobkowe, których rozmiarów ze względów formalnych nie sposób ściśle sprecyzować. Dla bardzo wielu rodzin w Armenii środki finansowe przekazywane przez któregoś z ich członków pracujących za granicą są podstawowym źródłem utrzymania. W samej Rosji legalne zatrudnienie znalazło niemal 0,5 mln Ormian. Od lat niezmiennie przytłaczającą przewagę ma podejmowana przez Ormian niesformalizowana aktywność zarobkowa¹⁴¹. Drugim z determinantów odpowiedzialnych za nadmienioną dyferencję jest Republika Górskiego Karabachu. Energetycznie zaopatrywana jest z Armenii, co w publikowanych analizach i raportach skrętnie jest pomijane. Biorąc pod uwagę polityczny wymiar tych działań, proceder ten jest zrozumiały, niemniej wielkości służące do zaspokojenia potrzeb nieuznawanego na arenie międzynarodowej państwa obciążają popyt wewnętrzny Armenii¹⁴².

¹³⁶ Oczywiście nie da się określić dokładnie procentowo tego udziału, chociażby przez wzgląd na różnice zdolności adaptacyjnych organizmu ludzkiego. Problemem jest wysokość – jedynie 3% obszarów położonych jest poniżej 650 m n.p.m., a 10% poniżej 1 000 m n.p.m. – a także sama rzeźba terenu: liczne obszary skaliste, rumowiska oraz stromizny. Por. *Assistance in Raising Population Awareness and Preparedness in the Zone Affected by Industrial Emergency. Final Report*, Yerevan 2009, s. 6.

¹³⁷ *Statistical Yearbook Of Armenia*, Yerevan 2015, s. 24. Publikacja w wersji elektronicznej na stronie urzędu statystycznego Armenii pod adresem <http://www.armstat.am/file/doc/99493598.pdf>, dostęp: 10.01.2016.

¹³⁸ Erywań należy do tych miast, które odnotowały znaczący spadek liczby mieszkańców w ostatnich latach, co wiąże się m.in. z upadkiem miejscowego przemysłu. Por. <http://urbnews.pl/raport-onz-world-urbanization-prospects-2014/>, dostęp: 10.01.2016.

¹³⁹ *The Demographic Handbook of Armenia 2018*, Erywan 2019, s. 15–19, https://www.armstat.am/file/article/demog_2018_2.pdf, dostęp 10.04.2019.

¹⁴⁰ *The Demographic...*, op. cit., s. 38.

¹⁴¹ A. Aleksanyan, *Labor Migration of Armenians into Russia: Problems and Prospects*, Мир России. 2015, r. 2, s. 13.

¹⁴² W corocznych raportach BP czy też EIA Republika Górskiego Karabachu nie jest uwzględniana, np. BP Statistical Review 2019.

Społeczeństwo trudno zaliczyć do zamożnych. Średni dochód na mieszkańca w cenach nominalnych, zgodnych z publikowanymi przez Bank Światowy (dalej WB), kształtuje się na poziomie ok. 4240 USD¹⁴³, a w parytecie siły nabywczej oscyluje wokół 10 324 USD¹⁴⁴. Bardzo zbliżone szacunki podaje Międzynarodowy Fundusz Walutowy (dalej IMF), według którego wartości te wynoszą odpowiednio 4 380 USD i 12 411 USD¹⁴⁵. Istnienie niewielkich rozbieżności można uznać tu za rzecz naturalną¹⁴⁶. Średnie wynagrodzenie miesięczne oscyluje wokół 180 000 AMD¹⁴⁷, co odpowiada 340 EUR. Nieco korzystniejszą sytuacją kształtuje się w aglomeracji Erywania, co tłumaczyć należy licznějšíą niż gdzie indziej w kraju reprezentacją zagranicznych podmiotów¹⁴⁸. Dane te nie odzwierciedlają jednak w pełni stanu rzeczywistego.

Armenia leży w pasie klimatu podzwrotnikowego. Suchy, właściwy dla swej kontynentalnej odmiany, panuje w istocie jedynie na Równinie Ararackiej. Roczna średnia opadów nie przekracza tam 350 mm, podczas gdy w okalających równinę niskich pasmach górskich jest ona już dwukrotnie wyższa. Na zachodzie i północy na terenach położonych 500 do 1000 m n.p.m. sięga podobnie 400–600 mm, ale w partiach górskich (2500–3000 m. n.p.m.) średnia dochodzi do 750–950 mm. Na północy sytuacja hydrologiczna jest stosunkowo korzystniejsza, analizując wielkość opadów atmosferycznych. Znajduje to swoje odzwierciedlenie w obecnej tu szacie roślinnej i udziale, jaki w ogólnej powierzchni terenu zajmują obszary leśne. Niewielka ilość deszczu i śniegu oraz dni pochmurnych, a także znaczne nasłonecznienie stanowią jednak cechę dominującą całości. Za odstępstwo uznać należy występowanie mroźnych zim¹⁴⁹, co wynika z wysokości, na jakiej jest położona Armenia. Średnia wynosi tu 1800 m n.p.m.¹⁵⁰

¹⁴³ Witryna Międzynarodowego Funduszu Walutowego (*International Monetary Found*) pod adresem https://www.imf.org/external/datamapper/NGDPDPC@WEO/OEMDC/ADVEC/WEO_WORLD/ARM, dostęp: 10.08.2019.

¹⁴⁴ <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.PP.CD?locations=AM>, dostęp: 22.08.2019.

¹⁴⁵ <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2019/01/weodata/weorept.aspx?pr.x=55&pr.y=9&sy=2017&ey=2024&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=911%2C912&s=NGDPD%2CNGD-PRPC&grp=0&a>, dostęp: 22.08.2019.

¹⁴⁶ Warto zauważyć istniejącą dyferencję w szacunkach WB i IMF w przypadku podawanych wartości przeliczanych na parytet siły nabywczej. Przyczyn tego stanu rzeczy należy doszukiwać się nie tyle w odmiennych podejściach metodologicznych, co przyjętych danych związanych m.in. z liczebnością populacji na terenie państwa.

¹⁴⁷ Trading Economics, <https://tradingeconomics.com/armenia/wages>, dostęp: 22.08.2019.

¹⁴⁸ *Average and Minimum Salary in Yerevan, Armenia*, <https://checkinprice.com/average-and-minimum-salary-in-yerevan-armenia/>, dostęp: 22.08.2019.

¹⁴⁹ Rekordowo niską temperaturę -42°C odnotowano w 1961 r. w wsi Aszcsock.

¹⁵⁰ <http://www.gov.am/en/geography/>, dostęp: 10.01.2016.

2.1.2. Zasoby kopalne

Według oficjalnych danych Armenia jest pozbawiona złóż węglowodorowych. Nie ma ona żadnych udokumentowanych zasobów gazu ziemnego¹⁵¹ czy ropy naftowej¹⁵², chociaż wśród jej obywateli panuje powszechne przekonanie o celowym nieujawnianiu bogactw naturalnych kryjących się pod powierzchnią ziemi¹⁵³. Z surowców energetycznych posiada niewielkie ilości węgla kamiennego, który nie jest wydobywany¹⁵⁴. W kontekście braku jego zastosowania w miejscowej gospodarce „bogactwo” to w dużej mierze ma symboliczny wymiar. W ogólnym bilansie energetycznym stanowić może jedynie o potencjale Armenii.

Nieco odmiennie przedstawia się sytuacja z uranem, przy czym nie do końca wiadomo, jaki jest rzeczywisty stan rezerw naturalnych jego rud i ich pełna lokalizacja. Obecnie wydobywane są one jedynie w okolicach Getik i Gegharkunik, w prowincji biorącej nazwę od ostatniego z wymienionych miast. Istnieją poważne plany dotyczące eksploatacji złóż także w innych częściach kraju, co jednak spotyka się ze społecznym oporem. Protesty środowisk proekologicznych trafiły na podatny grunt i nie wydaje się, by opinia publiczna, przeciwna powstaniu nowych kopalń, ustąpiła w bliżej określonym czasie z zajmowanego dotąd stanowiska. W omawianym kontekście pozyskanie rud zawierających ten pierwiastek nie ma jednak żadnego znaczenia, gdyż nie jest on (i mało prawdopodobne, by kiedykolwiek był) wykorzystywany dla potrzeb miejscowej energetyki. To samo dotyczy toru, którego obecność w minerałach w ilościach uzasadniających ekonomicznie wydobycie została potwierdzona, lecz dotąd nie uruchomiono jej i niewiele wskazuje, by mogło do tego dojść w najbliższym czasie.

2.1.3. Uwarunkowania geograficzne dla rozwoju energetyki odnawialnej

Armenia pod wieloma względami wydaje się wręcz predystynowana do korzystania z energetyki odnawialnej i to absolutnie wszystkich jej gałęzi przy zachowaniu właściwych udziałów każdej z nich. Decydują o tym czynniki geograficzne, wśród których pierwszoplanowe znaczenie przypisać należy rzeźbie terenu oraz warunkom pogodowym. Sprzyjają one m.in. inwestycjom w hydroenergetykę, energetykę wiatrową oraz solarną. Uwagę przykuwa pierwsza z nich, kwalifikowana jako od-

¹⁵¹ Energy Information Administration, <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?id=3&pid=3&aid=6&cid=AM,&syid=2011&eyid=2015&unit=TCF>, dostęp: 10.01.2016.

¹⁵² Energy Information Administration, <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?id=5&pid=57&aid=6&cid=AM,&syid=2011&eyid=2015&unit=BB>, dostęp: 10.01.2016.

¹⁵³ Opinia ta jest powszechna i powielana nawet przez przedstawicieli świata nauki, nie wspominając o politykach.

¹⁵⁴ B.S. Piercea, A. Martirosyan, G. Malkhasian, S. Harutunian, G. Harutunian, *Geology, Coal Quality, and Resources of the Antaramut – Kurtan – Dzoragukh Coal Field, North-Central Armenia*, “International Journal of Coal Geology”, Vol. 45, Iss. 4, February 2001, s. 267–279.



Rys. 36. Rzeki Armenii

Źródło: gov.am, <https://www.cadastre.am/atlasA>, dostęp: 20.08.2020.

nawialne źródło energii (dalej OZE). Armenia nie ma dostępu do morza i jest geograficznie typowym krajem górskim. Ma pokaźne zasoby wód powierzchniowych. Zajmują one 1400 km², co odpowiada niemal 5% powierzchni państwa. Ich wielkość szacowana jest na 7,7 mld metrów sześciennych¹⁵⁵. Armenia, tak jak i pozostałe państwa regionu, może poszczycić się znaczną ilością wszelakiego typu tylko naturalnych cieków wodnych: rzek, strumieni, potoków. Łącznie sieć powierzchniowych wód płynących sięga 23 000 km¹⁵⁶. Ich liczba określana jest jako 9480, lecz jedynie 379 (a więc niespełna 4%) ma więcej niż 10 km długości¹⁵⁷. Przy takiej liczebności nawet ten niski odsetek oznacza ponadprzeciętne warunki dla rozwoju hydroenergetyki. Sprzyja temu rozmieszczenie rzek.

¹⁵⁵ В. Нариманян, Интегрированное управление водными ресурсами в Армении, <http://www.oecd.org/environment/outreach/40637430.pdf> 19.01.2019.

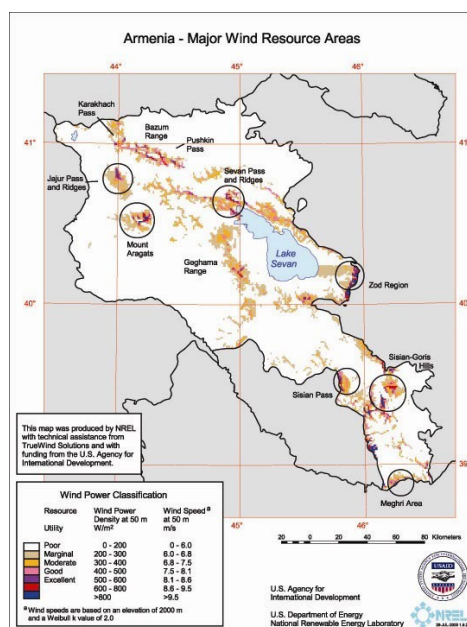
¹⁵⁶ Национальный доклад "О состоянии окружающей среды Армении в 2002 году", Ереван 2003, http://www.unece.org/env/europe/monitoring/Armenia/ru/Part%20I%20_3.pdf, s. 27–31.

¹⁵⁷ Większość z nich w Polsce w potocznym rozumieniu sprowadzona zostałaby do miana potoku, gdyż ich zlewiska są mniejsze niż 100 km² (*Przyrodnicze i gospodarcze znaczenie rzek, kryteria regulacji*, www.uwm.edu.pl/wksir/zmetkli/dokumenty/t10.doc, dostęp: 2.07.2018), chociaż prawo wodne definiuje rzekę jako każdy naturalny ciek wodny, nie wprowadzając dodatkowych kryteriów (Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne, Dz.U. 2017, poz. 1566, art. 5, pkt 16a).

Rozproszone na obszarze całego państwa determinowały od czasów paleolitu po nowożytność osadnictwo na tym terenie¹⁵⁸. W rezultacie rozmieszczenie ludności w prowincjach ma ścisły związek z siecią rzeczną. Korelacja ta jest szczególnie widoczna w odniesieniu do większych skupisk mieszkańców, co ma też swoje uzasadnienie w rzeźbie terenu i ograniczonej ilości obszarów zdanych na skolonizowanie. Dla rozwoju małej hydroenergetyki i racjonalnej gospodarki energią elektryczną jest to okoliczność korzystna.

Najważniejszą z rzek jest Araks wytyczający na zachodzie granicę z Turcją, a na południu z Iranem. Jego największe dopływy to: Achurian, Hrazdan, Worotan i Arpa. Tylko one przekraczają długość 100 km. Na północnym wschodzie kluczowe znaczenie w systemie hydrologicznym mają Debed (graniczny z Gruzją) oraz Agstafa, nieco mniejsze Dzoraget i Pambak. Ich wody trafiają pośrednio do najdłuższej rzeki regionu – Kury. Cały obszar państwa należy do zlewiska Morza Kaspijskiego. Łącznikami są tu Kura i Araks.

Charakterystyka geograficzna Armenii, w tym ukształtowanie rzeźby terenu, nie zawsze sprzyja rozwojowi źródeł odnawialnych tak, jak to ma miejsce w przypadku



Rys. 37. Uwarunkowania rozwoju energetyki wiatrowej w Armenii z podziałem na rejonny wg potencjału prędkości wiatru

Źródło: EIA.

¹⁵⁸ B. Gasparyan, C.P. Egeland, D.S. Adler, R. Pinhasi, P. Glauberman, H. Haydosyan, *The Middle Paleolithic Occupation of Armenia: Summarizing Old and New Data*, [w:] *Stone Age in Armenia. Guide-book to the Stone Age Archaeology in the Republic of Armenia*, pB. Gasparyan, M. Arimura (red.), s. 65–96.

omawianej hydroenergetyki. Za przykład posłużyć może energetyka wiatrowa. Jej przyszłość w Armenii jest uwarunkowana postępowaniem technologicznym, a perspektywy jej masowego wykorzystania są ograniczone. Wynika to w dużej mierze z samej specyfiki lokowania takich elektrowni na obszarach górskich. Biorąc pod uwagę permanentną obecność wiatrów miejscowych, stałą pod względem kierunku i pory dnia cyrkulację powietrza, przepływ jego mas naturalnymi korytarzami wynikającymi z formy ukształtowania powierzchni, tj. występowania wąwozów, przełęczy, przełomów, jarów etc., obszar ten może uchodzić za sprzyjającą lokalizację dla tego typu przedsięwzięć¹⁵⁹. W 2003 r. potencjał wiatrowy Armenii oszacowano na 450 MW¹⁶⁰. Nie ma wprawdzie nowszych badań, lecz można uznać konieczność podniesienia tej wartości ze względu na postęp technologiczny, jaki nastąpił od tego czasu.

Wśród najkorzystniejszych lokalizacji wymieniane są przełęcze m.in. Sotk, Karaczach, Dżadzurr, Puszkin, region Aparan, okolice Meghri, wysokogórski masyw między regionami Sisian i Goris, wyniesienia etc.¹⁶¹

Poważnym problemem pozostaje koszt inwestycji na obszarach typowo górskich, znakomicie wyższy niż na równinach, oraz inwazyjny dla środowiska naturalnego wymiar takich przedsięwzięć. Okoliczność wydatnie redukuje powierzchnię terytoriów Armenii, na których planuje się w bliżej określonej perspektywie czasowej budowę farm czy pojedynczych elektrowni wiatrowych. Za niezwykle korzystne miejsce możliwego usytuowania elektrowni wiatrowych na terytorium tego państwa uchodzi jezioro Sewan i jego okolica. Zaletą takiego umiejscowienia są warunki naturalne zbliżone do tych, które stwarza dla energetyki wiatrowej morze, a precyzyjniej jego strefa przybrzeżna, gdzie stawiane są farmy. Bariery pozostaje istnienie Sewańskiego Parku Narodowego jako zakątka ściśle chronionego z powodu swych walorów przyrodniczych¹⁶². Wynikające stąd ograniczenia traktować należy w kategoriach formalnych, które dotąd nie stanowiły przeszkody dla polityki inwestycyjnej¹⁶³.

Cała Armenia, a szczególnie jej południowa część, należy do tych zakątków Ziemi, w których liczba dni słonecznych zdecydowanie przeważa. Jest ich przeciętnie ponad 220 w roku, a liczba takich godzin w poszczególnych miesiącach kształtu-

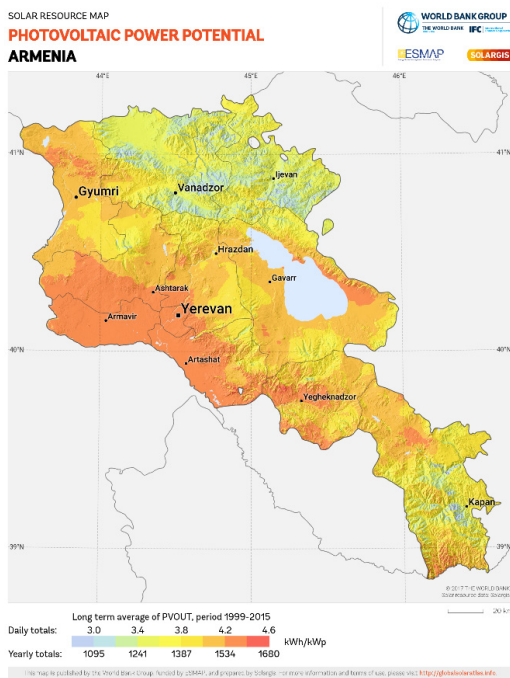
¹⁵⁹ W istocie są też nimi, jednak za sprawą gwałtowności podmuchów oraz siły wiatru wymuszają zastosowanie odmiennych od standardowych rozwiązań technologicznych, <http://www.renewable-energyworld.com/articles/2012/07/should-the-wind-turbine-industry-head-for-the-hills.html>, dostęp: 10.01.2016.

¹⁶⁰ *Wind Energy Programs in Armenia – Ministry of Energy Infrastructures and Natural Resources of The Republic of Armenia*, <http://www.minenergy.am/en/page/verakang>, dostęp: 28.10.2019.

¹⁶¹ Ibidem.

¹⁶² Севан национальный парк, Красная Книга Заповедники, национальные парки и заказники, <http://www.krasnayakniga.ru/sevan-natsionalnyi-park>, dostęp: 10.01.2016.

¹⁶³ Карина Манукян WWF-Армения: От “Национального парка Севан” осталось одно лишь название, Arminfo Independent News Agency, <http://www.arminfo.info/index.cfm?objectid=1BCA0F50-E0E0-11E3-AF2A0EB7C0D21663>; Наши министры не видят и не слышат, или не желают видеть и слышать, Ecolur New Informational Policy in Ecology, <http://www.ecolur.org/ru/news/sos/our-ministers-donvt-see-and-hear-or-donvt-want-to-see-and-hear/3077/>, dostęp: 10.01.2016.



Rys. 38. Armenia – promieniowanie słoneczne w kWh/m²

Źródło: Solargis.com

je się podobnie do tej, która odnotowywana jest w europejskich państwach śródziemnomorskich¹⁶⁴. Niewielkie zachmurzenie czy jego brak poczytywane jest za cechę tutejszego klimatu. Zważywszy na duże wysokości, na których położone jest terytorium Armenii, a co za tym idzie znacznie korzystniejszą dla energetyki solarnej charakterystykę docierającego tu promieniowania świetlnego, warunki dla niej określić można jako bardzo sprzyjające. Średnia irradiacja pozioma przekracza 1720 kWh rocznie, natomiast w ¼ powierzchni państwa wynosi 1850 kWh¹⁶⁵. Techniczne możliwości lokowanych tu instalacji oceniało się na początku dekady na 100 MW¹⁶⁶. W 2016 r. było to już znacznie powyżej 1000 MW¹⁶⁷. Najnowsze szacunki podnoszą i tę wielkość.

¹⁶⁴ Erywań i Rzym mogą tu uchodzić za klimatycznie podobne sobie stolice. Patrz: <https://weather-and-climate.com/average-monthly-hours-Sunshine,roma,Italy>, dostęp: 10.01.2016; <https://weather-and-climate.com/average-monthly-Rainfall-Temperature-Sunshine,Erewan,Armenia>, dostęp: 10.01.2016.

¹⁶⁵ *Solar Energy – Ministry of Energy Infrastructures and Natural Resources of the Republic of Armenia*, <http://www.minenergy.am/en/page/416>, dostęp: 2.10.2019.

¹⁶⁶ *Renewable Energy Roadmap for Armenia*, may 2011, <http://r2e2.am/wp-content/uploads/2012/07/Renewable-Energy-Roadmap-for-Armenia.pdf>, dostęp: 10.01.2016.

¹⁶⁷ T. Babayan, *Renewable Energy in Armenia*, Yerevan, s. 16.

2.1.4. Gospodarka, transport, infrastruktura magazynowa

Od początku XIX w. ziemie współczesnej Armenii wchodziły w skład Cesarstwa Rosyjskiego¹⁶⁸. Upadek caratu jedynie na krótki czas zniósł zależność od potężnego sąsiada. Od 1922 r. obszar ten ponownie znalazł się w granicach Związku Radzieckiego (dalej ZSRR) najpierw jako część Zakaukaskiej Republiki Federacyjnej, a następnie Armeńskiej Socjalistycznej Republiki Radzieckiej (dalej ArSRR)¹⁶⁹. Na niepodległość Armenia wybiła się ponownie w 1991 r. i wraz z pozostałymi państwami poradzieckimi w 1992 r. uznana została przez społeczność międzynarodową jako suwerenny byt państwowy¹⁷⁰.

Długotrwała obecność w strukturach państwa rosyjskiego oraz powstałego na jego bazie radzieckiego miała fundamentalne znaczenie dla procesów kształtujących życie gospodarcze w całym regionie Kaukazu Południowego. Dostosowując je do potrzeb całości administrowanego przez siebie imperium, władze centralne determinowały i formatowały obszary aktywności ekonomicznej w Armenii¹⁷¹. Spuścizna tego stanu rzeczy nadal jest odczuwalna. Przejawia się w istniejącej infrastrukturze energetycznej i drogowej oraz kulturze organizacyjnej. Nadane wtedy kluczowe znaczenie przemysłom: maszynowemu i metalurgii metali nieżelaznych, spożywczemu, lekkiemu oraz chemicznemu nadal znajduje swoje odzwierciedlenie w stanie i kondycji poszczególnych sektorów gospodarki narodowej, działów, gałęzi etc.¹⁷² Za przykład posłużyć może analiza porównawcza struktury PKB współczesnej i tej z ostatniej dekady XX w.¹⁷³

Armenia jest państwem, w którym reperkusje procesu transformacji gospodarczej związanej z odejściem od systemu centralnego planowania nadal są widoczne i odczuwalne. Nie wszędzie przedstawia się to jednakowo. Energetyka jest wpraw-

¹⁶⁸ Д. Баделли, *Завоевание Кавказа русскими, 1720–1860*, Москва 2011, s. 71 i nast. Przejście spod perskiego na rosyjskie panowanie wiązało się z porozumieniem w Giulistanie. Tekst układu: А.А. Тесля, *Источники гражданского права Российской Империи XIX – начала XX века*, Хабаровск 2005, s. 167. Pozycje Rosji ugruntował pokój w Turkmenczaju. Tekst traktatu – *Под стягом России: Сборник архивных документов*, Москва 1992, s. 314–324.

¹⁶⁹ Конституционный Закон Республики Армения от 25 сентября 1991 года «Об основах независимой государственности» // *Ведомости Верховного Совета Республики Армения* 1991, No. 18, s. 402.

¹⁷⁰ Resolution 735 UN, <http://unscr.com/en/resolutions/735>, dostęp: 5.10.2019.

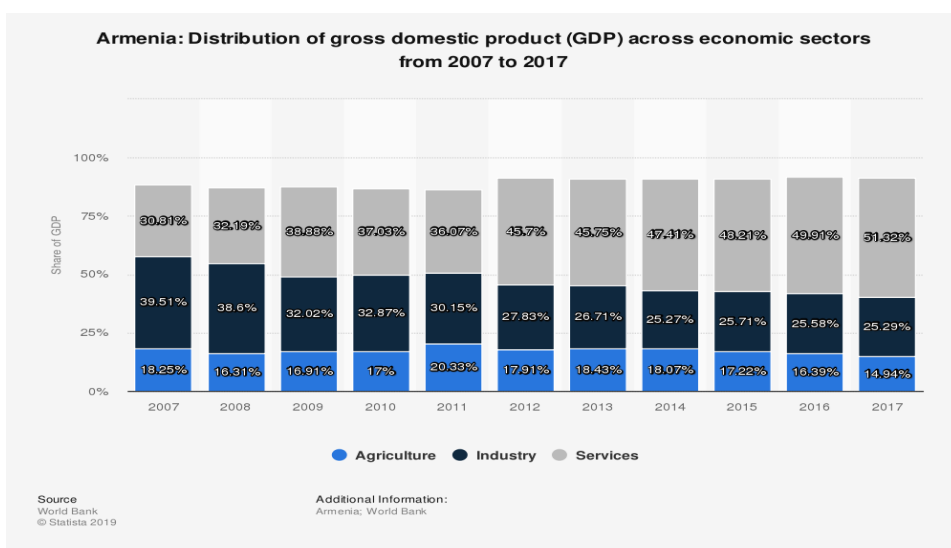
¹⁷¹ L.M. Freinkman (red.), *Growth Challenges and Government Policies in Armenia*, Washington 2002, s. 30.

¹⁷² Wyrażnym odstępstwem jest tu przemysł maszynowy i obróbka metali, ze szczególnym uwzględnieniem metalurgii metali nieżelaznych. Niedoinwestowany, technologicznie niedotrzymujący kroku konkurencji zagranicznej nie utrzymał się na rynku. Przykładem są tu podupadłe zakłady w Alawerdi. Wieś, w okolicy której rudy metali kolorowych wydobywano od XVIII w., w czasach radzieckich stała się miastem i silnym ośrodkiem przemysłu metalurgicznego. Współcześnie popadł on w ruinę, a podstawą utrzymania lokalnej ludności jest przemysł spożywczy oraz gospodarka leśna.

¹⁷³ E. Sarian, *Economic Challenges Faced by the New Armenian State*, „Demokratizatsiya The Journal of Post-Soviet Democratization” Mar 2006, s. 205.

dzie jedną z tych gałęzi, które korzystnie prezentują się w zestawieniach na tle pozostałych. Rekonstrukcja sektora wymuszona została krytyczną sytuacją w pierwszej połowie lat 90., kiedy toczyły się walki zbrojne w wojnie o Górski Karabach, a katastrofalna niewydolność systemu elektroenergetycznego zagroziła dalszemu bytowi państwa¹⁷⁴. Dla sektora przemysłowego nowe realia okazały się wyzwaniem, któremu nie udało się sprostać w wymiarze dającym się określić mianem satysfakcjonującego. Utrata chłonnego i mało wymagającego rynku zbytu, jaki gwarantował swym istnieniem ZSRR, stała się początkiem końca dla działających w ArSRR zakładów produkcyjnych. Gros z nich zostało zamkniętych. Inne, atrakcyjniejsze, sprywatyzowano w sposób charakterystyczny dla procesów przekształceń własnościowych dokonujących się w regionie¹⁷⁵. Pierwsze ćwierćwiecze suwerenności państwowej przetrwały nieliczne. Konsekwencją tego stanu rzeczy jest daleka od poprawnej kondycja miejscowego przemysłu. Jego udział w PKB znacząco ustępuje sektorowi usługowemu¹⁷⁶.

Nadal znaczącą rolę odgrywa górnictwo. Wydobywa się głównie metale: molibden, złoto, srebro, cynk i żelazo. Ilość pozyskiwanego surowca nie pozwala zająć Armenii czołowego miejsca wśród największych dostawców światowych, niemniej



Rys. 39. Udział poszczególnych sektorów gospodarki we wzroście PKB w latach 2007–2017

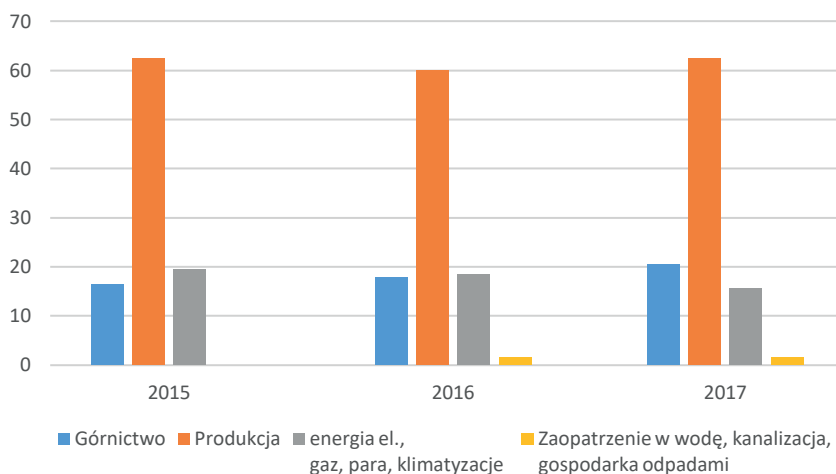
Źródło: World Bank.

¹⁷⁴ *Growth Challenges...*, op. cit., s. 31.

¹⁷⁵ G.E. Curtis, *Armenia, Azerbaijan, and Georgia: Country Studies*, Washington 1995, s. 50.

¹⁷⁶ W 2014 r. było to zaledwie 16%, w 2017 r. – niespełna 18%; *Main Indicators of Industry*, <https://www.armstat.am/file/doc/99510793.pdf>, dostęp: 6.10.2019, tab. 188.

pochodzące z tego tytułu wpływy stanowią ważne źródło dochodów państwa. W 2017 r. odpowiadały one 3,1% PKB. Istotne miejsce w gospodarce zajmuje branża spożywcza. Jej mocną stroną pozostaje bogactwo lokalnego rynku rolnego oferującego dobrej jakości żywność po cenach konkurencyjnych w stosunku do tych obowiązujących w innych państwach regionu i obrocie międzynarodowym, natomiast słabą chroniczne niedoinwestowanie podmiotów aktywnych na tym polu działalności gospodarczej. Nietrudno dostrzec w nim konsekwencje braku dostępu do morza. Wynikające stąd bariery eksportowe nie ułatwiają przyciągnięcia kapitału, a potencjał rynku wewnętrznego nie jest na tyle atrakcyjny, by móc im to zrekomensować. Ograniczony potencjał przetwórczy produktów żywnościowych ma swoje odzwierciedlenie w słabszych niż można byłoby się tego spodziewać wynikach rolnictwa. Jest ono odpowiedzialne zaledwie za 18,5% PKB¹⁷⁷, co zważywszy na niemal 70-procentowy udział ziem o statusie użytków rolnych i zatrudnienie w nim co trzeciej osoby czynnej zawodowo¹⁷⁸ jest rezultatem daleko niezadowalającym¹⁷⁹. Znacząca część, bo przekraczająca 50% PKB, jest zasługą handlu i usług¹⁸⁰. Rozkład ten odzwierciedla ugruntowane kulturą i wielowiekową tradycją preferencje



Rys. 40. Struktura produkcji przemysłowej według sektorów ekonomicznej działalności

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych armstat.am.

¹⁷⁷ *Production of Gross Domestic Product by Large Group of Nace rev. 2 Classification*, [w:] *Armenia in Figures*, Yerevan 2015, s. 50.

¹⁷⁸ Dokładnie 31,5% w 2017 r. (317 000 osób, z czego 303 000 w gospodarstwach rolnych); Статистический комитет Республики Армения – Занятость, <https://www.armstat.am/file/doc/99510748.pdf>, dostęp: 9.10.2019.

¹⁷⁹ *Geographic Characteristics of the Republic of Armenia*, [w:] *Statistical...*, op. cit., s. 8.

¹⁸⁰ Precyzyjnie: 51,3%; *Production of...*, op. cit., s. 50.

Ormian. W kontekście współczesnych uwarunkowań gospodarczych może uchodzić za symptom spłylenia rynku pracy i ograniczonej sektorowo dyferencji występujących na nim ofert miejsc zatrudnienia. Niemniej i to może być postrzegane jako konsekwencja nadmienionych nawyków. Przemawia za tym aktywność zawodowa licznej migracji zarobkowej. W przypadku Federacji Rosyjskiej (dalej Rosji), będącej najchętniej wybieranym jej kierunkiem, przytłaczająca większość obywateli Armenii aktywna jest właśnie w trzecim sektorze gospodarki.

W Armenii dominuje transport samochodowy. Biorąc pod uwagę masę ładunku przewożone jest nim niemal 80% towarów¹⁸¹. Udział kolei nie przekracza tu 13%, a przesyłu z wykorzystaniem rurociągów wynosi niespełna 8%¹⁸². Przyjmując ciężar i dystans, czyli tonokilometry, proporcje te przedstawiają się odmiennie. Prym należy do ostatniego z nadmienionych. Posiada on ponad 65-procentowy udział, natomiast pozostałe wspomniane partycypują w podobnym stopniu, odpowiednio 17,3% i 16,9%¹⁸³. Tak znacząca różnica między transportem rurowym a drogowym i szynowym generowana jest przez główne magistralne gazowe z Rosji oraz Iranu.

Prymat transportu drogowego w obszarze przewozów osób, a także towarów, wynika z braku alternatywnych rozwiązań mogących uchodzić za konkurencyjne cenowo i jakościowo. W ostatnim z wymienionych przypadków wynika to ze słabej infrastruktury kolejowej i braku spławnych rzek dających się wykorzystać do przesyłu ładunków. Nie bez znaczenia jest tu utarty kulturowo model rozwiązań logistycznych preferujący bezpośrednio dostawy do miejsc przeznaczenia, co ma pewne uzasadnienie w przypadku właściwego dla tutejszego krajobrazu geograficznego ukształtowania powierzchni terenu. W Armenii zarejestrowanych jest niespełna 0,5 mln samochodów (489 346 – 2018 r.)¹⁸⁴. W przypadku aut osobowych zdecydowanie dominują pojazdy z jednostką napędową o zapłonie iskrowym. Preferencja ta jest determinowana możliwością przystosowania go do zasilania sprężonym gazem ziemnym (dalej CNG)¹⁸⁵. Dominują samochody duże, często z segmentu premium, zwykle starsze niż 15–20 lat. Sprzedaż nowych aut systematycznie się obniża. W 2018 r. nie przekroczyła 1200 sztuk¹⁸⁶. Import używanych aut do 2018 r. kształtował się na poziomie do 30 000 sztuk, z wielokrotni się w 2019 r.

¹⁸¹ Основные показатели транспорта общего пользования, [w:] Статистический ежегодник Армении, Ереван 2017, s. 337.

¹⁸² Dokładnie 12,7%; ibidem.

¹⁸³ Ibidem.

¹⁸⁴ Armenia Motors, <http://paap.am/datas/zlawdocs/78eaf07bafa90a97efeb5aa523aba263.pdf>, dostęp: 22.08.2020.

¹⁸⁵ *Expert: Armenia World No. 1 in Number of Vehicles Operating on Compressed Natural Gas*, <https://news.am/eng/news/434722.html>, dostęp: 16.10.2019.

¹⁸⁶ *New Passenger Car Sales, Numbers per Year, 2018*, https://www.theglobaleconomy.com/rankings/passenger_cars_sales/, dostęp: 16.10.2019.

ze względu na spodziewane zmiany przepisów celno-skarbowych po 2020 roku¹⁸⁷. Ruch osobowy w 87% obsługiwany jest przez transport drogowy. Rocznie takich przejazdów odnotowano w 2017 r. ponad 175 mln¹⁸⁸.

Pozycja, jaką zajmuje transport kołowy, nie przekłada się jednak na gęstość sieci drogowej¹⁸⁹. Nominalnie dostosowana jest ona do występowania osiedli ludzkich oraz obiektów gospodarczych. W istocie jednak jest to zależność obustronna, gdyż obecność infrastruktury pozostaje okolicznością w istotny sposób determinującą szeroko pojęte procesy inwestycyjne, włączywszy w to i te służące zasiedleniu i urbanizacji. Istotną rolę należy przypisać rurociągom przesyłowym, przy pomocy których w całości realizowane jest zaopatrzenie państwa w gaz ziemny oraz znakomita część dostaw produktów naftowych na tutejszy rynek¹⁹⁰.

Od 2008 r. Armenijska Kolej stała się całkowicie zależną spółką córką Rosyjskiej Kolei jako Kolej Południowo-Kaukaska¹⁹¹ (dalej KPk)¹⁹². Przejęcie narodowego przewoźnika przez największe na świecie przedsiębiorstwo w branży jest podstawo-



Rys. 41. Sieć kolejowa w Armenii

¹⁸⁷ В Армении автомобильный бум: импорт возрос в два раза, <https://regnum.ru/news/economy/2710823.html>, dostęp: 16.10.2019.

¹⁸⁸ Ibidem.

¹⁸⁹ *Road Density (km of road per sq. km of land area) in Armenia*, <http://www.tradingeconomics.com/armenia/road-density-km-of-road-per-sq-km-of-land-area-wb-data.html>, dostęp: 10.01.2016.

¹⁹⁰ Ibidem.

¹⁹¹ Arm. Հարավկովկասյան Երկաթուղի.

¹⁹² ЗАО Южно-Кавказская железная дорога, http://www.ukzhd.am/ru_about_company.html, dostęp: 18.10.2019.

wym czynnikiem kształtującym jego kondycję gospodarczą. Kolej nie ma w Armenii rozbudowanej sieci połączeń, co przekłada się na ograniczony dostęp do jej infrastruktury. Ta jest nie tylko słabo rozwinięta, lecz także mocno przestarzała i w nie najlepszym stanie technicznym. Łączna długość linii wynosi 806 km, z czego tylko 2,6% jest dwukierunkowa¹⁹³. Stosunek długości dróg do tras kolejowych ma się jak 13:1¹⁹⁴. Średnia gęstość sieci kształtuje się na poziomie 2,7 km na 100 km². Mimo to liczona w tonokilometrach wielkość przewozów porównywalna jest z transportem drogowym. Jest to świadectwo potencjału, który posiada, jako środka spedycji towarowej z jednej strony, a z drugiej ponadprzeciętnej efektywności¹⁹⁵. Cechą charakterystyczną ładunku przesyłanego z jej wykorzystaniem jest znacząca odległość, jaką przebywa, a także ciężar przewożonych dóbr. Są to przede wszystkim rudy metali nieżelaznych ponad 78%, w dalszej kolejności inne kopaliny wykorzystywane w budownictwie (granit, bazalt), a następnie zboża¹⁹⁶. Logistycznie inny transport pierwszych dwóch grup jest nieopłacalny. Kolej może wydawać się tu niezastąpiona. Niemniej przez długie lata jej pozycja na rynku pogarszała się¹⁹⁷. Szczególnie trudny był początek XXI wieku. Spadał tonaż przesyłanych nią towarów, bo obniżeniu systematycznie ulegała też ilość tras nadających się do użytkowania¹⁹⁸.

Odnotowywany od dekady stopniowy wzrost masy przewożonego ładunku nie wiąże się jednak z oddaniem do użytku nowych linii czy poprawą stanu istniejących¹⁹⁹. Nieco korzystniej niż w przypadku infrastruktury kolejowej przedstawia się wielkość i jakość pozostającego do dyspozycji taboru. Stosunkowo nowoczesnych jest 48 elektrowozów zakupionych w 2008 r. w ramach umowy przejęcia KPk przez kolej rosyjską, pozostałe lokomotywy liczą po kilkadziesiąt lat²⁰⁰. Łączna ilość

¹⁹³ Южно-Кавказская железная дорога, О компании, http://www.ukzhd.am/ru_about_company.html; dane publikowane przez Bank Światowy oraz United Nations Economic Commission for Europe określają długość linii jako odpowiednio 685 km i 703 km (<https://w3.unece.org/CountriesIn-Figures/en/Home/Index?countryCode=051>, dostęp: 19.10.2019).

¹⁹⁴ Эксплуатационная протяженность путей сообщения, на конец года, [w:] Статистический..., op. cit., s. 347.

¹⁹⁵ *Total Indicators of Freight Transportation*, [w:] *Armenia in...*, op. cit., s. 64.

¹⁹⁶ Удельный вес отгрузок по видам грузов железнодорожным транспортом общего пользования [w:] Статистический..., op. cit., s. 343.

¹⁹⁷ *Total Indicators of Freight Transportation*, [w:] *Armenia in...*, op. cit., s. 64. Przyczyny tego stanu rzeczy identyfikuje Bank Światowy, wskazując m.in. na brak modernizacji istniejącej infrastruktury i brak inwestycji w nową, patrz: <http://lnweb90.worldbank.org/ECA/Transport.nsf/PrintView/C31E8893A13049BB85256B6D00689ED9?Opendocument>, dostęp: 10.01.2016.

¹⁹⁸ *Rail Lines (Total Route-km) Armenia*, https://data.worldbank.org/indicator/IS.RRS.TOTL.KM?end=2017&locations=AM&most_recent_value_desc=false&start=2000&view=chart, dostęp: 19.10.2019.

¹⁹⁹ *Railways, Goods Transported (Million ton-km) – Armenia*, https://data.worldbank.org/indicator/IS.RRS.GOOD.MT.K6?end=2017&locations=AM&most_recent_value_desc=false&start=2012&view=chart, dostęp: 19.10.2019.

²⁰⁰ Dominują WŁ 10 – produkowane do 1985 r., a w przypadku spalinowych – ЧМЕ3 produkowane do 1994 r.

wszystkich jednostek oscyluje wokół 120–130 sztuk²⁰¹. Śladowe uzupełnienia taboru w 2018 r. nie wypełniają nawet luki po składach, które ze względów technicznych zostały wycofane i pozostają niemal bez wpływu na ogólną ocenę jego stanu²⁰². W dyspozycji KPk pozostają 1302 wagony towarowe oraz 40 osobowych²⁰³. Proporcje te wiernie oddają profil transportowy KPk. Wyraźnie jest on ukierunkowany na przewóz towarów. Wiek i stan poszczególnych składów przedstawia się nierównomiernie. W powszechnym użyciu są wagony nowe oraz te produkowane jeszcze w ZSRR, których czas przydatności eksploatacyjnej minął już dawno. Awarie i permanentna konieczność usuwania usterek stały się poważną przeszkodą w realizacji terminowych dostaw, co wiąże się z utratą zaufania.

Nadmieniany już wzrost wielkości przewożonych towarów w drugiej dekadzie XXI w. trudno odczytywać jako prognostyk zmiany istniejącego stanu rzeczy. Podniesieniu efektywności nie towarzyszą żadne wysiłki inwestycyjne ukierunkowane na infrastrukturę. Nie sposób dostrzec jakiegokolwiek strukturalne przesłanki wskazujące na możliwość zahamowania czy odwrócenia niekorzystnych tendencji w tej materii. Brak nowych przedsięwzięć, a nawet perspektyw na remont popadającej w ruinę infrastruktury stanowi poważne zagrożenie dla zachowania dotychczasowego udziału w rynku. Niezbędna modernizacja czy rozbudowa sieci przestała być rozpatrywana w jakichkolwiek planach i strategiach rozwojowych. Najnowsze tego typu opracowania pochodzą z początku dekady i dotąd nie wyszły poza fazę koncepcyjną. W przypadku przewozów osobowych kolej utraciła gospodarcze znaczenie w skali makro. W Armenii użytkowanych jest jedynie 55 stacji. Najczęściej są to zwykłe przystanki. Jedynie na czterech z nich dokonywać można przesiadek. Nominalnie KPk dysponuje kilkunastoma dworcami. Są one najczęściej tożsame z peronem i znajdującymi się na nim zadaszonymi kioskami chroniącymi przed wiatrem i deszczem. Wspomniane 40 wagonów tworzy cały potencjał transportowy w ruchu osobowym. Stąd też pasażerowie decydujący się na przejazd tym środkiem komunikacji należą do zdecydowanej mniejszości. W 2017 r. skorzystało z niego mniej niż 400 tys. osób²⁰⁴. Stanowią zaledwie kilka promili wśród podróżujących po Armenii²⁰⁵. Nawet transport lotniczy cieszy się większą popularnością niż kursujące tu pociągi. Stosunek ten wynosi 6,5:1 na niekorzyść tych ostatnich²⁰⁶. Z dużą dozą prawdopodobieństwa będzie się zwiększał. Wynika to z tempa rozwoju transportu lotniczego w Armenii. W 2019 r. ogólnodostępne były dwa lotniska w Erywaniu – Zwartnoc oraz Giumri–Szirak. Pierwsze w okresie ostatnich 10 lat podwoiło liczbę

²⁰¹ W 2017 r. było 127 lokomotyw o napędzie spalinowym i elektrycznym.

²⁰² W 2018 r. dołączono dwa składy EP 2D.

²⁰³ Южно-Кавказская железная, op. cit.

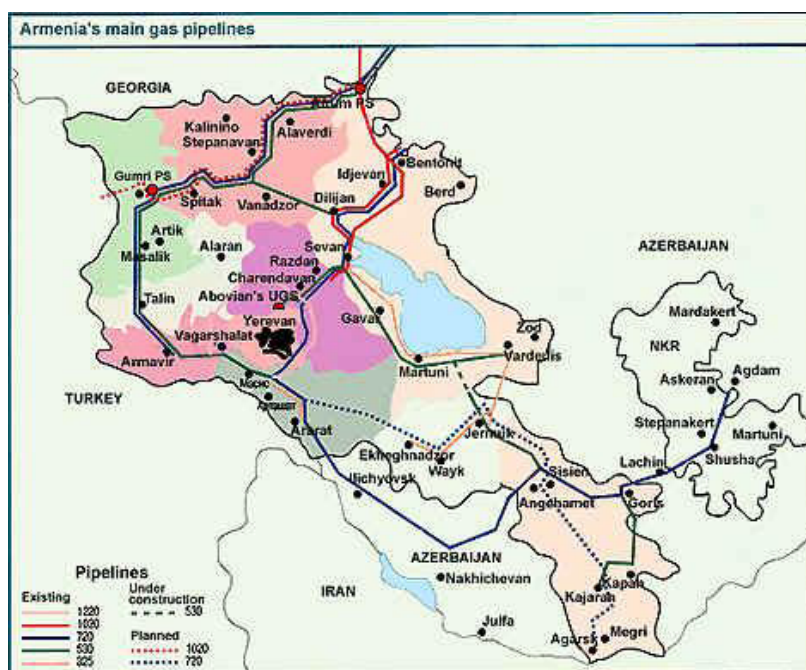
²⁰⁴ Основные показатели транспорта общего пользования, [w:] Статистический..., op. cit., s. 337.

²⁰⁵ *Total Indicators of Freight Transportation*, [w:] *Armenia in...*, op. cit., s. 65.

²⁰⁶ Ibidem; nieznacznie mniejszą ilość pasażerów przewożą koleje liniowe, patrz też: Основные показатели транспорта общего пользования, [w:] Статистический..., op. cit., s. 337.

obsługiwanych podróźnych, natomiast drugie odnotowało w tym czasie ośmiokrotny ich wzrost²⁰⁷. W budowie są trzy kolejne obiekty mające docelowo służyć w ruchu pasażerskim, tj. Goris, Stepanavan i Kapan²⁰⁸.

Ważnym elementem infrastruktury energetycznej Armenii pozostają gazociągi. Za ich pośrednictwem Armenia zaopatrywana jest w gaz ziemny będący tu podstawowym paliwem węglowodorowym wykorzystywanym w ciepłownictwie, elektroenergetyce, a także w transporcie. Surowiec sprowadzany jest gazowymi magistralami z Iranu oraz z Rosji tranzytem przez terytorium Gruzji. Pierwsze ze wspomnianych połączeń liczy sobie 140 km. Znakomita część rurociągu, bo aż 100 km, znajduje się po stronie irańskiej. Prowadzi ona od Tebryzu do granicy z Armenią. Na jej obszarze przechodzi przez ziemie dystryktu Meghri w prowincji Sjunik do położonego w niej miasta Kajaran. Dalej rozprowadzany jest on siecią należącą do Gazprom Armenia. Średnica gazociągu to 700–720 mm²⁰⁹. Jego pierwotna przepustowość wyno-



Rys. 42. Sieć głównych magistral gazowych w Armenii

Źródło: Geni.org, *An Energy Overview of the Republic of Armenia*, http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/armenia/EnergyOverviewofArmenia.shtml, dostęp: 26.10.2019.

²⁰⁷ <http://zvarntots.aero/News>, dostęp: 20.10.2019.

²⁰⁸ <http://www.aviation.am/eng>, dostęp: 20.10.2019.

²⁰⁹ *Ministry of Energy Infrastructures and Natural Resources of The Republic of Armenia – "GAS-PROM ARMENIA", CJSC*, <http://www.minenergy.am/en/page/540>, dostęp: 26.10.2019.

siła 1,1 mld m³ i taki był też realizowany nim transfer. W 2019 r. ponad dwukrotnie podniesiono jego potencjał przesyłowy do 2,3 mld metrów sześciennych²¹⁰.

Import gazu ziemnego z Rosji odbywa się przez terytorium Gruzji Magistralą Północnokaukaską / Transkaukaską (dalej PKTK). Jest to gazociąg o średnicy 1200 mm i przepustowości na poziomie 12 mld metrów sześciennych²¹¹. Jego możliwości nie są jednak wykorzystywane. Przez północną granicę do Armenii trafia nie więcej niż 1/6 potencjału przesyłowego rurociągu, czyli circa 2 mld m³.

Gazprom Armenia, który jak wspomniano monopolizuje obrót „błękitnym paliwem” w Armenii, nadzoruje gazociąg na długości ponad 1800 km z całą rozległą przypisaną mu infrastrukturą w postaci 75 stacji dystrybucyjnych, 21 jednostek pomiarowych, 168 punktów ochrony elektrochemicznej etc. Kluczowe znaczenie przypisać należy rozbudowanej sieci dystrybucyjnej, na którą składa się ponad 10 000 km rur tłoczących surowiec do odbiorców. Na wysoko- i średnociśnieniowe przypada 3838 km, natomiast na niskociśnieniowe 7508 km. Biorąc pod uwagę powierzchnię Armenii i wielkość obszarów nadających się do zamieszkania, jest to wynik imponujący. Oscylujący wokół 95% poziom gazyfikacji czyni pod tym względem Armenię światowym liderem wszelkich zestawień i rankingów. Gaz ziemny trafia tu do niemal 600 miejscowości²¹².

O ile znaczenie gospodarcze gazu ziemnego i skala, na jaką jest wykorzystywany w Armenii, znajduje pełne odzwierciedlenie w infrastrukturze przesyłowej, o tyle zaplecze magazynowe pozostaje daleko niedopracowane. Jedyne tego typu obiekty pozostające pod zarządem Gazprom Armenia składa się z 20 podziemnych cystern w Abowian. Łącznie potencjał pozwala przechowywać tu 135 mln m³ gazu²¹³.

Jednym z kluczowych atrybutów Armenii w omawianym obszarze są elektroenergetyczne sieci przesyłowe. Łączna ich długość sięga 36 000 km. Składa się na to 164 km linii najwyższego napięcia 330 kV, 1 320 km – 220 kV, 3 146 km – 110 kV. Pozostałe to linie średniego i niskiego napięcia²¹⁴. Energia elektryczna dociera do niemal 100%²¹⁵.

Zwraca uwagę wielkość niewykorzystywanej z powodów politycznych elektroenergetycznej infrastruktury przesyłowej. Są to połączenia z Turcją i Azerbejdżanem.

²¹⁰ *Armenia Pitches Pipeline for Iranian Gas Exports*, <https://www.asiatimes.com/2019/02/article/armenia-pitches-pipeline-for-iranian-gas-exports/>, dostęp: 26.10.2019.

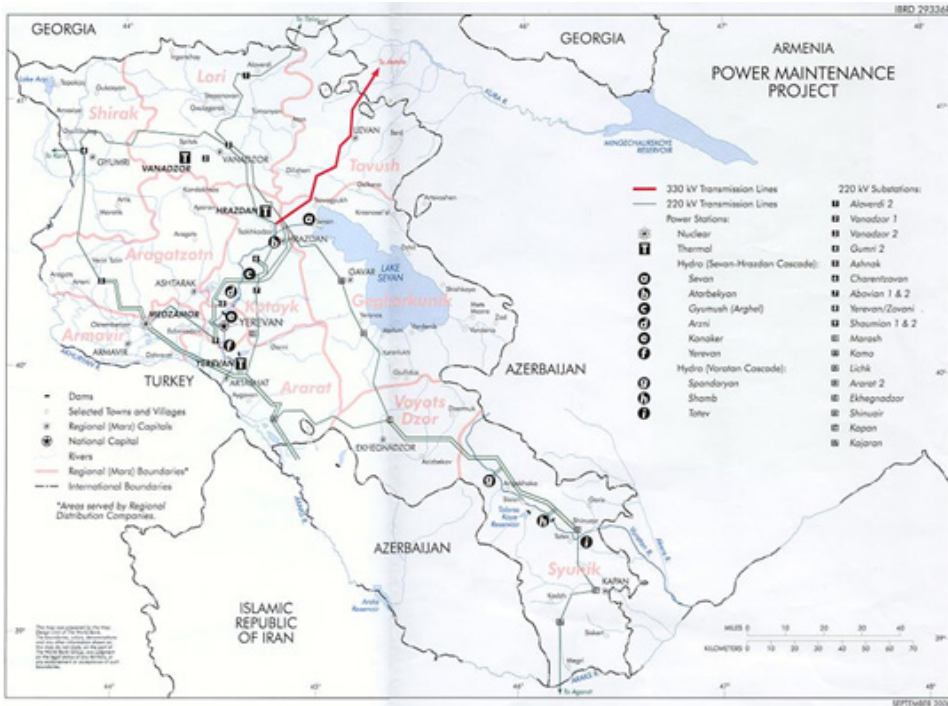
²¹¹ I. Gurbanov, *Armenia Seeks to Boost its Role in the Iran-Georgia Gas Talks – The Central Asia Caucasus Analyst*, <https://cacianalyst.org/publications/analytical-articles/item/13404-armenia-seeks-to-boost-its-role-in-the-iran-georgia-gas-talks.html>, dostęp: 26.10.2019.

²¹² Dokładnie 594. Patrz: *Ministry of Energy Infrastructures and Natural Resources of The Republic of Armenia – “GASPROM ARMENIA”*..., op. cit.

²¹³ Ibidem.

²¹⁴ *National Energy Grid – Armenia*, https://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/armenia/index.shtml, dostęp: 28.10.2019.

²¹⁵ *Access to Electricity (% of population) Armenia*, <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=AM>, dostęp: 28.10.2019.



Rys. 43. Sieć elektroenergetyczna w Armenii

Źródło: Ministry of Energy Infrastructures and Natural Resources of The Republic of Armenia

nem. Z pierwszą z wymienionych linii najwyższego napięcia 220 kV, natomiast w drugim przypadku 3300 kV oraz 220 kV i 110 kV do Autonomicznej Republiki Nachiczewańskiej i 110 kV w Górskim Karabachu²¹⁶.

Kontrolę nad całością sprawują dwa przedsiębiorstwa: High-Voltage Network w obszarze linii 220–110 kV²¹⁷, Electric Networks of Armenia CJSC zajmująca się importem i eksportem energii elektrycznej na kierunku rosyjskim oraz poprzez podległe sobie podmioty wewnętrznymi liniami 0,4–110 kV²¹⁸. Trzecią obecną firmą na rynku dystrybucji firmą jest Electro Power Systems Operator, koncentrujący się na nadzorze procesów operacyjnych oraz ekonomicznych²¹⁹.

²¹⁶ *An Energy Overview of the Republic of Armenia*, op. cit.

²¹⁷ *Ministry of Energy Infrastructures and Natural Resources of The Republic of Armenia – HIGH-VOLTAGE NETWORK*, <http://www.minenergy.am/en/page/536>, dostęp: 28.10.2019.

²¹⁸ *Ministry of Energy Infrastructures and Natural Resources of The Republic of Armenia – Electric Networks of Armenia CJSC*, <http://www.minenergy.am/en/page/537>, dostęp: 28.10.2019.

²¹⁹ *Ministry of Energy Infrastructures and Natural Resources of The Republic of Armenia – Electro Power Systems Operator*, <http://www.minenergy.am/en/page/539>, dostęp: 28.10.2019.

2.2. Azerbejdżan

2.2.1. Obszar, demografia, warunki klimatyczne

Azerbejdżan zajmuje formalnie powierzchnię 86 600 km², co w rankingu wielkości posiadanego terytorium przez poszczególne państwa daje mu 113. miejsce na świecie²²⁰. W rzeczywistości jest to mniejszy obszar, gdyż oficjalne statystyki obejmują także ziemie nieuznawanej na arenie międzynarodowej Republiki Górskiego Karabachu, czyli około 11 000 km², oraz azerbejdżańskie eksklawy w Armenii, które *de facto* zostały inkorporowane już ponad ćwierć wieku temu²²¹. Dla potrzeb niniejszego opracowania terytoria pozostające pod kontrolą rządu w Baku oszacowane zostały na *circa* 75 000 km². Azerbejdżan posiada 9 810 tys. obywateli, co dałoby średnią gęstość zaludnienia 130 osób na km². Uwzględniając nadmienione korekty i faktyczny przebieg granic, jest to wyższa wartość²²². Około 1,5 mln obywateli przebywa poza krajem²²³, natomiast liczba cudzoziemców w Azerbejdżanie jest sześciokrotnie mniejsza²²⁴. Oznacza to konieczność przyjęcia dla potrzeb niniejszego opracowania obecności około 8,5-milionowej społeczności na terenie kraju i gęstości zaludnienia na poziomie ok. 113 osób na km². Ponad połowa obywateli kraju zamieszkuje obszary zurbanizowane²²⁵, największym ośrodkiem miejskim jest stolica – Baku – z 2 245 800 obywatelami²²⁶.

²²⁰ *The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan*, <https://www.stat.gov.az/map/>, dostęp: 24.08.2020.

²²¹ Patrz: P. Kwiatkiewicz, *Nakhchivan Autonomous Republic and Kerki, Barkhudarli, Yukhary – Askipara*, [w:] J. Jańczak, P. Osiewicz (red.), *State Exclaves in Europe*, Poznań 2013, s. 109–121.

²²² Przyjmując wspomniane 75 000 km² jako rzeczywistą powierzchnię Azerbejdżanu, średnią gęstość zaludnienia należałoby określić na 130 osób na km².

²²³ Nie mniej niż 600 000 obywateli Azerbejdżanu przebywa ze statusem rezydenta w Federacji Rosyjskiej; R. Mammadov, *Ethnic Azeris Returning Home, Says Expert*, 29 November 2012, https://aze.az/news_ekspert_azerbaydzhantsyi__85100.html, dostęp: . Patrz: Федеральная служба государственной статистики Российский статистический ежегодник – 2016 г., http://www.gks.ru/bgd/regl/b16_13/Main.htm, dostęp: . 24.08.2020

²²⁴ W dalszej kolejności jako miejsce pracy i życia wybierane są Turcja, Gruzja oraz państwa UE. Nie brak raportów szacujących migracje zarobkowe na poziomie nawet 1,5 mln osób. BTI 2018 | *Azerbaijan Country Report*, <https://www.bti-project.org/en/reports/country-reports/detail/itc/AZE/>, dostęp: 29.07.2018.

²²⁵ Według opracowania z 2013 r. MPC – MIGRATION POLICY CENTRE w 2009 roku było to ok. 270 000 osób.

²²⁶ Dane na 1.01.2018 r.: według Banku Światowego jest to 5 442 187, czyli ok. 55% obywateli – *World Bank – Azerbaijan Urban Population*, <https://data.worldbank.org/indicator/SP.URB.TOTL?locations=AZ>, dostęp: 20.07.2018.

²²⁶ Dane na 1.01.2017 – *The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan*, <https://www.stat.gov.az/map/#002.xls>, dostęp: 20.07.2018.

Wartość PKB *per capita* według Banku Światowego w wartościach nominalnych sięga zaledwie 4 132 USD²²⁷, natomiast w parytecie siły nabywczej 17 398 USD²²⁸. Podobnie oceniają ją także pozostałe instytucje²²⁹. Na tle sąsiadów i państw regionu przedstawia się stosunkowo korzystnie, ustępując jedynie Kazachstanowi i Iranowi. Nie ma to jednak prostego przełożenia na zamożność społeczeństwa. Średnie wynagrodzenie miesięczne oscyluje wokół 540 manatów, co odpowiada *circa* 270 euro²³⁰. Nakładają się na to stosunkowo wysokie koszty utrzymania, które na dodatek nominalnie rosną znacznie szybciej niż inflacja²³¹. Przytoczone średnie statystyczne nie w pełni odzwierciedlają stan istniejący. Wynika to z ogromnej rozpiętości honorariów oraz powszechnego nierejestrowanego obrotu środkami finansowymi. Sprzyja to dalszemu pogłębianiu dysproporcji w i tak mocno rozwarstwowionym pod względem zamożności społeczeństwie²³².

Jedynie około 0,5% powierzchni kraju zajmują wody śródlądowe. Rozmieszczenie ludności jest nierównomierne. Tereny wysokogórskie, położone powyżej 2000 m n.p.m., obejmujące ok. 7% powierzchni kraju, są niemal zupełnie bezludne. Praktycznie niezamieszkałe są też rozległe półpustynne połacie położone na północnym zachodzie od Półwyspu Apszerońskiego. Za przykład posłużyć może region ze stolicą w miasteczku Khizi położonym zaledwie o 100 km od Baku. Średnia gęstość zaludnienia nie przekracza tu 10 osób na km², podobnie rzecz się ma w sąsiadującym z nim Gobustanie, gdzie liczba mieszkańców w stosunku do zajmowanej powierzchni kształtuje się na czterokrotnie niższym poziomie niż przeciętna dla reszty Azerbejdżanu²³³.

Azerbejdżan leży w strefie klimatu podzwrotnikowego. Ukształtowanie powierzchni czyni go jednak bardzo zróżnicowanym, co przekłada się nie tylko na omawiane wyżej rozmieszczenie ludności, lecz także znaczące różnice w gospodarce energetycznej gospodarstw domowych poszczególnych rejonów kraju. W mniejszym stopniu dyferencja ta rzutuje na średnie i duże podmioty rynkowe, w których koszty

²²⁷ https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.CD?locations=AZ&year_high_desc=true 24.08.2020

²²⁸ https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.PP.CD?locations=AZ&year_high_desc=true 24.08.2020

²²⁹ Według Międzynarodowego Funduszu Walutowego to 17 433 USD (<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2017/02/weodata/index.aspx>, dostęp: 28.07.2018), natomiast zgodnie z CIA 17 400 USD (<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2004rank.html>, dostęp: 28.07.2018).

²³⁰ *Azerbaijan Wages*, <https://tradingeconomics.com/azerbaijan/wages>, dostęp: 24.08.2020

²³¹ *Azerbaijan Discloses Inflation Rate in 2017* z 12 stycznia 2018, <https://www.azernews.az/business/125422.html>, dostęp: 28.07.2018.

²³² *BTI 2018* | Azerbaijan Country Report, <https://www.bti-project.org/en/reports/country-reports/detail/itc/AZE/>, dostęp: 29.07.2018.

²³³ W kolejnych administracyjnych okręgach ciągnących się pasem ku północnemu zachodowi i górom Kaukazu, począwszy od Szamacha przez Ismaillę, a na Oguz skończywszy, także gęstość zaludnienia odbiega od średniej. Patrz: https://www.stat.gov.az/map/?lang=en#005_4.xls, dostęp: 29.07.2018.

produkcji ciepła czy chłodu dla potrzeb personelu mają mniejszy udział w budżecie i nie są tak ściśle, jak ma to miejsce w przypadku odbiorców indywidualnych, każdorazowo dostosowywane do wahań pogodowych.

Ilość opadów jest bardzo zróżnicowana. W przynależnej do Azerbejdżanu części Wielkiego Kaukazu sięga 1500 mm rocznie, a w leżącej na południu kraju Nizinie Lenkorańskiej – ponad 1700 mm. Zasilają one bardzo liczne potoki i rzeki, które stanowią o zasobności Azerbejdżanu w wodę. Na Małym Kaukazie oraz w rozciągającej się przez środek kraju z północnego zachodu ku południowemu wschodowi Nizinie Kurańskiej rocznie spada nie więcej niż 400 mm. Terenem szczególnie suchym jest Półwysep Apszeroński²³⁴.

Nadmieniona specyfika warunków przyrodniczych, a precyzyjniej wspomnianej odmienności poszczególnych substref, ma istotne znaczenie dla logistyki energetycznej oraz wykorzystania odnawialnych źródeł energii (dalej OZE).

2.2.2. Zasoby kopalne

Azerbejdżan nadal posiada złoża ropy naftowej, które są eksploatowane. Według szacunków ich zasobność oscyluje wokół 7 mld baryłek, co odpowiada 0,4% jej światowych rezerw naturalnych. Wielkość ta może uchodzić za mało imponującą w porównaniu ze stereotypowym wizerunkiem, który kreuje percepcję tego państwa jako petropotentata.

Obecnie ropa naftowa wydobywana jest w Azerbejdżanie na szelfie Morza Kaspijskiego. Pochodzi ze złóż, które są eksploatowane od lat 80. XX wieku. Wydobywanie to z wolna jednak dobiega końca. Ilość surowca możliwego jeszcze do uzyskania kształtuje się na poziomie, który stawia pod znakiem zapytania ekonomiczny sens utrzymania tych obiektów. Od drugiej połowy ostatniej dekady XX wieku wydobywanie w Azerbejdżanie przeniosło się znacznie dalej od linii brzegowej. Kluczowe znaczenie zaczęły odgrywać złoża Azeri-Chirag-Gunashli (dalej ACG). Usytuowane są na wschód od półwyspu Apszeron w odległości od 85 do 120 km od Baku²³⁵. Dno akwenu Morza Kaspijskiego położone jest znacznie niżej niż w przypadku starych zasobów zlokalizowanych wzdłuż szelfu. Głębokość waha się tu od 110 do 300 m²³⁶. Największa jest przy Gunashli, stąd też związany z nim kompleks eksploatacji znajdujących się tu węglowodorów jako jedyny określany jest w oficjalnej nomenklaturze mianem „głębokowodnego”²³⁷. Zasobność ACG przed uruchomieniem wydobywania szacowana była na 5,4 mld bbl.

²³⁴ ГУГК. Атлас Азербайджанской ССР, Москва 1979, s. 16.

²³⁵ Azeri-Chirag-Gunashli Oilfield, <http://www.offshore-technology.com/projects/acg/>, dostęp: 29.08.2020.

²³⁶ M. Sparks, *Gunashli for a Sunnier Future*, „Azerbaijan International”, Winter 1995, s. 46.

²³⁷ Połączone mostami platformy znajdują się na północny wschód od złoża w miejscu, w którym głębokość oscyluje wokół 175 m; https://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/ACG.html, dostęp: 29.08.2020.

Lądowe zasoby naturalne znajdują się na Półwyspie Apszerońskim i terenach przybrzeżnych przyległych doń od południa i północy. Są to głównie pozostałości eksploatowanych przez kilka dekad, a niekiedy i wieków złóż. Ich obecna wielkość nie ma przemysłowego znaczenia. Badania geologiczne prowadzone na zlecenie SOCAR-u sugerują obecność znaczących pokładów na poziomie poniżej 4000 m pod powierzchnią. Informacje te nie przełożyły się jednak na żadne działania, które można byłoby uznać za punkt wyjścia do inwestycji na rzecz uruchomienia wydobycia zalegającego tu surowca.

Obraz bogatego w ropę naftową Azerbejdżanu jest elementem nadmienianego już dziedzictwa historycznego, spuścizny kulturowej z początków poprzedniego stulecia. Nie ma żadnego odzwierciedlenia w stanie rzeczywistym. Jego utrwalona przez dziesięciolecia obecność w świadomości społecznej ma dziś trudne do przecenienia znaczenie marketingowe. Stanowi punkt wyjścia dla wielu projektów, które biorąc pod uwagę zaangażowanie finansowe oraz status kooperantów, mogłyby uchodzić za poważne przedsięwzięcia, np. projekt zaopatrzenia Polski w ropę naftową z Azerbejdżanu z wymianą listów intencyjnych między Lotosem S.A., Sarmatią sp. z o.o. oraz SOCAR-em parafowanych w obecności i przy udziale prezydentów Lecha Kaczyńskiego oraz Ilhama Alijewa w rezydencji pałacowej ostatniego z wymienionych pod Baku²³⁸.

Głównym i najważniejszym bogactwem kraju pozostaje gaz ziemny. Jego zasoby szacuje się na 1,1 mld metrów sześciennych²³⁹. Jest to wprawdzie zaledwie 0,6% światowych rezerw naturalnych tego surowca, lecz wystarcza to, by Azerbejdżan usytuować w gronie znaczących dysponentów „błękitnego paliwa”. Podobnie jak to ma miejsce w przypadku ropy naftowej, i tu zasoby położone są pod dnem Morza Kaspijskiego. Wśród złóż za najbogatsze z eksploatowanych obecnie uchodzi Shah Deniz położone ok. 70 km na wschód od Baku na głębokości od 50 do 500 metrów²⁴⁰. Zajmuje ono powierzchnię ok. 140 km², a jego szacunkowa zawartość wynosi od 50 do 100 mld m³ gazu ziemnego. Znaczące pokłady tego surowca zlokalizowano także w strukturach geologicznych Shafag-Asiman znajdujących się ok. 125 km na południowy wschód od Baku. Potencjał złoża oceniany jest nawet na 500 mld m³. Uruchomienie wydobycia przewidywane jest na 2023 rok. Umowę zawarto wprawdzie jeszcze w 2010 roku, lecz realizacja jej rozłożona została w czasie przez wzgląd na odległość od wybrzeży oraz głębokość usytuowania surowca sięgającą od 650 do 800 m.

²³⁸Zawartej 2 lipca 2009 roku. Autor był obecny podczas uroczystego parafowania porozumienia w Azerbejdżanie. Więcej: *Prezydent: Azerbejdżan może mieć zasadniczy wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Europy*, <http://www.prezydent.pl/archiwum-lecha-kaczynskiego/aktualnosci/rok-2009/art,12,685,prezydent-azerbejdzan-moze-miec-zasadniczy-wplyw-na-bezpieczenstwo-energetyczne-europy.html> z 2 lipca 2009 roku, dostęp: 20.08.2020.

²³⁹BP Statistical Review 2018, s. 26.

²⁴⁰https://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/Shahdeniz/SDstage1.html, dostęp: 30.08.2020.

Azerbejdżan nie posiada własnych złóż węgla, nie stwierdzono także obecności rud uranu²⁴¹.

2.2.3. Uwarunkowania geograficzne dla rozwoju energetyki odnawialnej

Terytorium Republiki Azerbejdżanu charakteryzuje niemalże niespotykana dla państw tej wielkości różnorodność geograficzna i przede wszystkim klimatyczna. Usytuowane jest w południowo-wschodniej części Kaukazu, na ponad połowie powierzchni pokryte jest pasmami górskimi z dominującym pasmem Wysokiego Kaukazu, którego szczyty wznoszą się powyżej 4000 m n.p.m., a średnia rocznych opadów przekracza tu 1200–1300 mm rocznie. Warunki te tłumaczą obecność kilku tysięcy potoków i rzek²⁴² o długości mniejszej niż 10 km, 324 liczące od 11 do 100 km i 24 płynące ponad 100 km²⁴³. Należą do zlewiska Morza Kaspijskiego, zasilając je wodami o łącznej objętości ponad 7,8 mld metrów sześciennych²⁴⁴.

Jest to potężny potencjał hydroenergetyczny. Składa się na niego z jednej strony objętość spływających z gór wód, a z drugiej wynikająca z różnic wzniesień wartość ich nurtu. Przeszkodą na drodze do przemysłowego wykorzystania pełni możliwości, które stwarza, pozostaje często brak w sąsiedztwie większych odbiorców zinstytucjonalizowanych w postaci dużych podmiotów gospodarczych, jednostek budżetowych generujących popyt czy też znaczących skupisk ludności²⁴⁵. Problem nie zawsze wynika z nieprzyjaznej rzeźby terenu i naturalnych warunków niesprzyjających osadnictwu, tak jak ma to miejsce w rejonie Oguz czy Qakh²⁴⁶. Determinowany jest także czynnikami politycznymi²⁴⁷. Potencjał Azerbejdżanu w obszarze energetyki wodnej nie zamyka się jednak na rzekach. Liczne możliwości dają też sztuczne zbiorniki oraz jeziora, których jest ponad 250. Wiele z nich spełnia wszelkie kryteria wymagane dla funkcjonowania elektrowni szczytowo-pompowych.

²⁴¹ O czym informuje na swych stronach nawet Ministerstwo Spraw Zagranicznych Republiki Azerbejdżanu; *Nature and Resources*, <http://mfa.gov.az/en/content/9>, dostęp: 10.06.2018.

²⁴² Większość z nich w Polsce w potocznym rozumieniu sprowadzona zostałaby do miana potoku, gdyż ich zlewiska są mniejsze niż 100 km² (*Przyrodnicze i gospodarcze znaczenie rzek, kryteria regulacji*, www.uwm.edu.pl/wksir/zmetkli/dokumenty/t10.doc, dostęp: 2.07.2018), chociaż Prawo wodne definiuje rzekę jako każdy naturalny ciek wodny, nie wprowadzając dodatkowych kryteriów; Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne, Dz.U. 2017, poz. 1566, art. 5. pkt 16a.

²⁴³ Zgodnie z danymi Ministerstwa Ekologii i Zasobów Naturalnych Republiki Azerbejdżanu; *Rivers, Lakes and Reservoirs of Azerbaijan Republic*, <http://eco.gov.az/en/67-rivers-lakes-and-reservoirs> (dostęp: 2.06.2018).

²⁴⁴ *Nature and Resources*, op. cit.

²⁴⁵ *Demographic Indicators of Azerbaijan, Distribution of Population by Towns and Regions of the Republic of Azerbaijan at the Beginning 2017*, Baku 2017, s. 19.

²⁴⁶ https://www.stat.gov.az/map/#005_4.xls, dostęp: 31.07.2018).

²⁴⁷ Dotyczy to zachodnich połaci kraju graniczących z Armenią czy też Górskim Karabachem, np. rejonów Daszkasan i Gojgol.

Podobnie jak w przypadku Armenii korzystna dla hydroenergetyki obecność potężnych masywów górskich na północy, a także na południowym zachodzie, jest przeszkodą dla rozwoju innych gałęzi energetyki odnawialnej. Dotyczy to przede wszystkim solarnej i wiatrowej. W wilgotnych i charakteryzujących się większym zachmurzeniem rejonach górskich liczba godzin słonecznych oscyluje wokół 2000 godzin rocznie (dalej h/y), podczas gdy na nizinach słońce operuje powyżej 2200 h/y²⁴⁸. Na równinie Araksu w okolicach Nachiczewanu aktywność ta wynosi 2800 h/y. Ogólny bilans radiacji solarnej jest dodatni i waha się od 5000 do 6500 MJ/m² rocznie w zależności od części kraju²⁴⁹.

2.2.4. Gospodarka, infrastruktura transportowa i przesyłowa, magazyny

Gospodarka ziem współczesnego Azerbejdżanu przez pierwsze stulecia dziejów nowożytnych kształtowała się pod wpływem Persji. Oddziaływanie to determinowało rozwój i charakterystykę miejscowego rolnictwa, handlu, usług. Począwszy od XIX wieku z wolna prymat brały interesy rosyjskie, których ugruntowaniu na obszarze Kaukazu Południowego sprzyjała dominacja polityczna mocarstwa. Obecność w granicach Imperium Rosyjskiego oznaczała nie tylko coraz pełniejszą z nim integrację infrastrukturalną, lecz także zacieśnienie więzi gospodarczych. Walki zbrojne podczas pierwszej wojny światowej oraz wydarzenia po jej zakończeniu potwierdziły ich siłę. Także w świadomości przywódców rewolucji bolszewickiej ziemie współczesnego państwa azerbejdżańskiego pozostawały częścią schedy, jaka przypadła im do przejęcia po Romanowach i rządzie burżuazyjnym. Przekonanie to było m.in. konsekwencją widocznego na każdym polu ekonomicznego zespolenia kraju z sąsiednimi prowincjami imperium, współtworzyła je też wiedza na temat zależności natury biznesowej łączącej go z innymi ważnymi ośrodkami ówczesnej Rosji. Wejście w skład Kraju Rad i siedem dekad obecności w jego strukturach zakończyło wszelkie inne relacje. Azerbejdżańska Socjalistyczna Republika Radziecka była częścią gospodarki Związku Radzieckiego, ściśle z nią zintegrowaną i pozbawioną jakiegokolwiek samodzielności w kontaktach ze światem zewnętrznym. Ten stan rzeczy boleśnie dał o sobie znać wraz z wybiciem się Azerbejdżanu na niepodległość.

Mimo upływu czasu i działań służących przebudowie zastanego krajobrazu gospodarczego oraz kreacji nowych jego elementów, zaszłości historyczne w tej sferze są nadal obecne. Wyraźny ślad tego odzwierciedla się w danych makroekonomicznych związanych z przepływem towarów i usług oraz pracowników.

²⁴⁸ http://www.dtxk.gov.az/azerbaijan/nature/nature04_e.html#1, dostęp: 31.07.2018.

²⁴⁹ F.G. Aliyev, F.F. Aliyev, *Activities of International Ecoenergy Academy*, [w:] J.W. Sheffield, Ç. Sheffield (ed.), *Assessment of Hydrogen Energy for Sustainable Development*, Dordrecht 2007, s. 263.

W kontekście wysiłków badawczych mających na celu zgłębienie kwestii logistyki zaopatrzenia energetycznego znaczenie tego dziedzictwa trudne jest do przecenienia. Zwraca uwagę profil gospodarki, który wprawdzie utrwalany był w okresie radzieckim, lecz swoją specyfikę zawdzięcza znajdującym się tu zasobom naturalnym surowców węglowodorowych.

Kluczowe znaczenie dla gospodarki ma przemysł. W 2018 roku jego udział w PKB sięgał niemalże 60%²⁵⁰. Najistotniejsze miejsce w nim zajmuje obszar związany z produkcją naftowo-gazową. W 2018 roku odpowiadał on przeszło 80% całego drugiego sektora, co w odniesieniu do PKB przekłada się na 48%. Włączywszy powiązaną z branżą gałąź przemysłu maszynowego oraz realizowane na jej rzecz usługi, pozycja ta nabiera nie tyle dominującego, co wręcz monopolistycznego charakteru. Struktura PKB pozwala nieoficjalnie określać Azerbejdżan mianem „petrorepubliki”, czyli państwa, którego kondycja ekonomiczna determinowana jest wpływami pochodzącymi ze sprzedaży węglowodorów. To *status quo* od 2005 roku ulega jedynie nieznacznym zmianom. Zwraca uwagę rolnictwo – postrzegane przez pryzmat panujących warunków klimatycznych oraz miejsca, jakie zajmowało w życiu gospodarczym mieszkańców w przeszłości, może uchodzić za sektor o znaczącym potencjale rozwojowym. Niewielki, nieprzekraczający od wspomnianego 2005 roku 10% udział w PKB, a nierzadko oscylujący wokół 5%, może uchodzić za najlepsze tego potwierdzenie. Także zatrudnienie w nim sięgające przeszło trzeciej części ludności aktywnej zawodowo odzwierciedla jego nie najlepszą kondycję²⁵¹.

Sieć kolejowa w Azerbejdżanie nie odbiega od standardów regionalnych. Główny trakt północ-południe wiedzie na przeważającej długości wzdłuż wybrzeży Morza Kaspijskiego. W dolnym biegu rzeki Kura w Szyrwanie odbijają od niego magistrale w kierunku północno-zachodnim z rozgałęzieniem za Jewłachem na Agdam – Chankendi (Stepanakert), Gandzę, Agstafę i na Balaken oraz na zachód wzdłuż granicy z Iranem ku Nachiczewańskiej Republice Autonomicznej stanowiącej eksklawę Azerbejdżanu. Na jej terytorium znajduje się linia kolejowa łącząca północ i południe rejonu.

Oficjalnie sieć liczy sobie ponad 2 132 km²⁵², w rzeczywistości, tak jak i w poprzednich przypadkach, należy ilość tę skorygować o linie leżące na obszarze pozostającym poza kontrolą władz w Baku. Jedynie połowa tego, bo 1224 km, jest zelektryfikowana. Nie prowadzi się jednak prac nad zmianą tego stanu rzeczy. Wynika to w dużej mierze ze specyfiki Azerbejdżanu jako państwa bogatego w surow-

²⁵⁰ Dokładnie 59,7%. Por. *The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan, Macroeconomic Indicators and Social Development of the Country (January–December, 2018)*, <https://www.stat.gov.az/news/macroeconomy.php?page=1&lang=en>, dostęp: . 31.07.2018

²⁵¹ *Distribution of Employed Population by Economic Activities*, https://www.stat.gov.az/source/labour/en/002_1-2en.xls, dostęp: . 31.07.2018

²⁵² *Azerbaijan Statistical Information Service: Railway Transport*, <https://www.azstat.org/portal/tblInfo/TblInfoList.do#>, dostęp: .30.12.2020

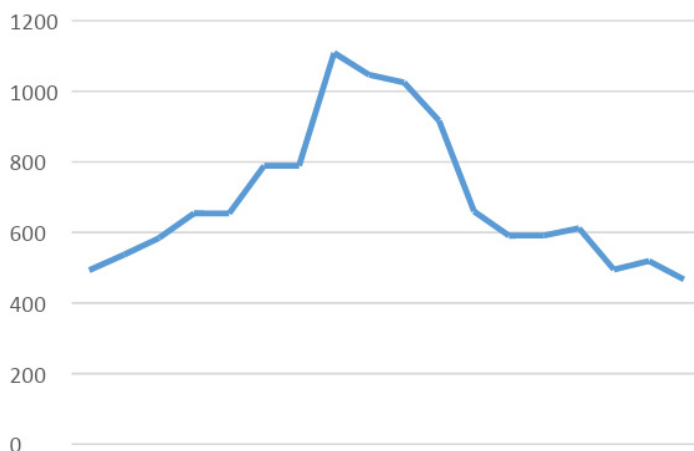


Rys. 44. Sieć kolejowa w Azerbejdżanie

Źródło: www.raillynews.com, Azerbaijan Railway Map <https://www.raillynews.com/2019/07/azer-beycan-railway-map/> dostęp: .30.12.2020

ce węglowodorowe i łączącej się z tym powszechności wykorzystania lokalnych zasobów jako nośników energii. Stąd też znacząca część połączeń obsługiwana jest przez lokomotywy napędzane silnikami spalinowymi.

Kluczowa dla wymiaru logistycznego gęstość sieci nie imponuje. Oscyluje wokół 2,46 km na 100 km². Zwraca uwagę ograniczony potencjał taboru towarowego,



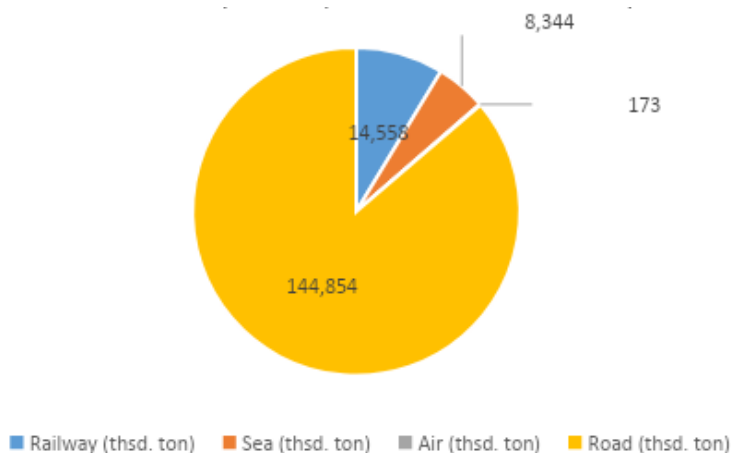
Rys. 45. Przewozy pasażerskie w milionach pasażerokilometrów w latach 2000–2007

Źródło: Azstat.org

liczący mniej niż 10 000 jednostek, często pamiętających czasy radzieckie i w stanie technicznym nie zawsze dającym się określić jako poprawny. Przekłada się to na masę transportowanych koleją dóbr. W 2017 roku było to 14,5 mln ton. Wielkość ta to w dużej mierze zasługa przewozów międzynarodowych – ponad 10,5 mln ton, gdyż na lokalne przypada jedynie ok. 4 mln ton. Około 25% to ładunek przesyłany tranzytem między Iranem a Rosją. Średni dystans krajowego transportu wynosi 318 km²⁵³.

Spółka Kolej Azerbejdżańska dysponuje jedynie 213 wagonami pasażerskimi. W 2017 roku odnotowano 2,5 mln przejazdów osobowych, a średni dystans liczył ok. 188 km. Daje to 467 milionokilometrów. W 2008 roku wynik ten był przeszło dwukrotnie wyższy. Dowodzi on ogromnego potencjału kolejowych przewozów pasażerskich w społeczeństwie. Zmiany, jakie nastąpiły w drugiej dekadzie XXI wieku, mają swoje odbicie w strukturze narodowego przewoźnika. Koleje Azerbejdżańskie w 2015 roku zdecydowały się na redukcję zatrudnienia o 40%, a zarazem rezygnację z 60% taboru pasażerskiego. Także o ponad połowę ograniczono liczbę wagonów towarowych. W przypadku podwozi kontenerowych, uchodzących za logistycznie najbardziej perspektywiczny typ wagonu, stan posiadania w stosunku do 2015 roku zmniejszył się o 80%²⁵⁴. Trudno tak daleko idące reformy przypisać innym czynnikom niż polityczne.

W Azerbejdżanie, tak jak i w pozostałych państwach regionu, dominuje transport samochodowy. To za jego sprawą przewożona jest zdecydowana większość towarów. W zestawieniu z koleją, mogącą uchodzić za jedynego potencjalnego konkurenta, proporcja ta kształtuje się w stosunku 10:1.

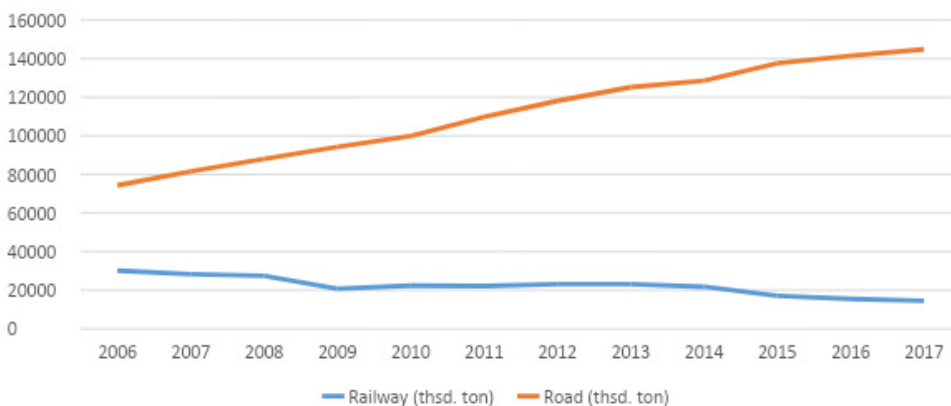


Rys. 46. Przewóz towarów w tys. ton z podziałem na środki transportu w 2017 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie ASIS, *Goods Transportation in the Transport Sector*, <https://www.azstat.org/portal/tblInfo/TblInfoList.do#>, dostęp: 20.08.2020.

²⁵³ Ibidem.

²⁵⁴ Ibidem.



Rys. 47. Przewozy kolejowe vs. transport drogowy w latach 2006–2017 w tys. ton.

Źródło: opracowanie własne na podstawie ASIS, *Goods Transportation in the Transport Sector*, <https://www.azstat.org/portals/tblInfo/TblInfoList.do#>, dostęp: 20.08.2020.

Zwraca uwagę dająca się zaobserwować dyferencja, jaka zachodziła przez ostatnie lata. Widoczny jest stały spadek tonażu dóbr przemieszczanych przy wykorzystaniu tej ostatniej przy jednoczesnym jego wzroście w przypadku komunikacji samochodowej. Proces ten nie zachodzi równomiernie. Obniżenie masy przewożonych towarów przez kolej nie jest równe wartości, o jaką podniesiony zostaje on w transporcie drogowym, gdyż zmienia się także łączny ciężar przekazywanych ładunków.

Komunikacja samochodowa odgrywa też wiodącą rolę w przewozach osobowych. Niemalże monopolizuje je, stanowiąc ponad 99% w przeliczeniu na pasażerokilometry. Pod względem generowanego przychodu proporcje te się nie zmieniają²⁵⁵.

Rys. 48. Przewozy osobowe w milionach pasażerokilometrów w 2017 roku

Środek transportu	Miliony pasażerokilometrów	Przychody w tys. manatów
Kolej	467	14 240
Samochody pasażerskie	24 886	653 628
Autobusy i mikrobusy	23 431	487 691
Taxi	1 455	165 937

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych azstat.org.

Sieć drogowa liczy 16 364 km. Jest to zatem niespełna 19 km na 100 km². Oznacza to 5–6-krotnie mniejsze pokrycie powierzchni kraju niż przeciętna dla państw UE, niemniej porównania do obszaru Wspólnoty nie oddają specyfiki ukształto-

²⁵⁵ *Goods Transportation in the Transport Sector*, <https://www.azstat.org/portals/tblInfo/TblInfoList.do#>, dostęp: 20.08.2020..

wania terenu na Południowym Kaukazie oraz wynikającego stąd rozmieszczenia ludności²⁵⁶. W odniesieniu do lokalnych uwarunkowań jest to rezultat mieszczący się w standardach regionu. Wspomniana długość odnosi się do połączeń użytkowanych, obejmuje zatem wszystkie drogi o nawierzchni utwardzonej. Niemniej warto podkreślić progres, jaki się dokonał w ostatniej dekadzie związany z poprawą ich standardu. W światowych rankingach oceniających jakość traktów transportu kołowego Azerbejdżan w skali 1–7 otrzymał 4,8 pkt w 2018 roku i zajął 34. miejsce, natomiast jego sąsiedzi: Gruzja – 82., a Armenia – 85.²⁵⁷

Popularność transportu drogowego znajduje tylko częściowo swoje odbicie w liczbie pojazdów. W 2017 roku w Azerbejdżanie zarejestrowanych było 1 147 437 samochodów. Przeważająca ilość z nich, bo aż 1 094 729, pozostawała własnością prywatną²⁵⁸. W zdecydowanej większości były to auta starsze, liczące 10 i więcej lat. W tym przedziale wiekowym mieściło się bowiem 830 731 ze wskazanych 1 147 437 sztuk. Te młodsze, mające 5 lat i mniej, stanowiły niespełna 9% całkowitej liczby pojazdów. Podobnie struktura wiekowa kształtowała się w kategorii autobusów. I tu zaledwie 1800 z 23 580 miało mniej niż pięć lat. Co warte podkreślenia w przypadku ciężarówek stosunek ten jest jeszcze mniej korzystny. Na ogólną liczbę 142 857 zarejestrowanych w 2017 roku jedynie 5 810 było młodszych niż pięć lat, natomiast aż 116 455 było starszych niż 10 lat. Pewien wyjątek stanowiły samochody specjalne. Wśród nich ponad 10% to pojazdy do pięciu lat. Zwykle ich właścicielem są służby państwowe lub municypalne, często związane z bezpieczeństwem, co ma swoje przełożenie na źródła finansowania²⁵⁹.

Najpopularniejszym modelem jest WAZ 2101, którego po drogach Azerbejdżanu jeździ ponad 200 000 sztuk. Wśród marek tzw. samochodów zachodnich dominuje Mercedes. W segmencie aut osobowych przeważają modele średnie i duże. Zdecydowanie preferowane są te wyższych klas, wybór ten ze względu na koszt okupiony jest zwykle nadmienionym już wiekiem pojazdu²⁶⁰.

Bezsprzecznie upodobania motoryzacyjne w połączeniu z siłą nabywczą obywateli Azerbejdżanu stanowią o specyfice transportu samochodowego w tym państwie, a ta determinuje popyt wewnętrzny na paliwa płynne. Udział kolei w ich konsumpcji ma niemal marginalne znaczenie. Podobnie rzecz ma się z przewozami osobowymi i towarowymi drogą powietrzną. W Azerbejdżanie ma ona jednakże

²⁵⁶ E. Szafranko, *Sieć dróg w Polsce – element sieci komunikacyjnej Europy i Regionu Nadbałtyckiego*, „Drogownictwo” 2013, nr 5, s. 139.

²⁵⁷ World Economic Forum, *Quality of roads*, <http://reports.weforum.org/global-competitiveness-index-2017-2018/competitiveness-rankings/#series=EOSQ057>, dostęp: 31.01.2019.

²⁵⁸ *Number of motor vehicles*, <https://www.azstat.org/portal/tblInfo/TblInfoList.do#>, dostęp: 22.08.2020.

²⁵⁹ *Age structure of motor vehicles*, <https://www.azstat.org/portal/tblInfo/TblInfoList.do#>, dostęp: 22.08.2020.

²⁶⁰ *Breakdown passenger cars by type, unit*, <https://www.azstat.org/portal/tblInfo/TblInfoList.do#>, dostęp: 22.08.2020.

wymiar szczególny za sprawą eksklawy nachiczewańskiej. Połączenie lotnicze jest wobec trwania Azerbejdżanu *de facto* w stanie wojny z sąsiednią Armenią istotnym spoiwem dwóch części państwa. Generuje ono większość przewozów osobowych w ruchu krajowym. W Azerbejdżanie jest aż 10 cywilnych portów lotniczych, a sześć z nich ma status międzynarodowy. W istocie na stałe lub czasowo wykorzystywane są cztery z nich: Baku, Nachiczewan, Gandża, Lenkoran. W 2017 roku skorzystało z ich usług 2 000 359 osób, z czego ok. 25% w ruchu krajowym, a 75% w podróżach zagranicznych. Drogą lotniczą przetransportowano 173 tys. ton towarów, w tym 98,9%, czyli 171 tys. ton, dotyczyło obrotu międzynarodowego²⁶¹.

Interesującym elementem struktury przewozu towarów Azerbejdżanu jest transport morski. Szczególnego wymiaru nadaje brak dostępu do morza. Morze Kaspjskie, nad którym jest położony, morzem jest tylko z nazwy. Z geograficznego punktu widzenia jest to jezioro, co ma też swój wymiar polityczno-gospodarczy. W stosunkach międzynarodowych obowiązywały regulacje prawne właściwe dla jezior transgranicznych²⁶². Wydatnie ograniczało to możliwość inwestycji związanych z eksploatacją związanych z nim zasobów naturalnych, np. złóż znajdujących się pod dnem, czy też umieszczania trwałych elementów infrastruktury poza przybrzeżnym szelfem, lecz nie rzutowało bezpośrednio na wykorzystywanie go jako szlaku handlowego. Negatywne oddziaływanie w tej sferze aktywności było bardziej konsekwencją kondycji leżących nad nim państw i roli, jaką przydawały w swej polityce gospodarczej handlowi nadkaspjskiemu. Statut „akwenu zamkniętego” wyraźnie jej nie sprzyjał. Porozumienie podpisane w kazachstańskim porcie Aktau 12 sierpnia 2018 roku stanowi tu nowe otwarcie²⁶³.

Wejście w życie konwencji spełnia wszelkie przesłanki ku temu, by zrewolucjonizować wymianę towarową nad Morzem Kaspjskim. W istniejącym dotąd obiegu kluczową pozycję zajmował kierunek północ-południe. Głównym partnerem Azerbejdżanu pozostawała Rosja. Ostatnie lata przyniosły wzrost zainteresowania wymianą wschód-zachód, co przypisać należy aktywizacji handlu z Kazachstanem. W 2017 roku transportem morskim w Azerbejdżanie przewieziono 8 344,5 tys. ton towarów. Pokazną część z tego, bo 6 836,6 tys. ton, stanowiły przewozy tranzytowe. Import wynosił 647,5 tys. ton, natomiast eksport – 979 tys. ton. W ruchu pasażerskim korzystało z niego niewiele ponad 17 tys. osób²⁶⁴. Są to wielkości, które potwierdzają ograniczone znaczenie dróg morskich dla gospodarki Azerbejdżanu. Mniejszy tonaż przewozowy przypisać można jedynie awiacji²⁶⁵.

²⁶¹ *Air transport*, <https://www.azstat.org/portal/tblInfo/TblInfoList.do#>, dostęp: 22.08.2020.

²⁶² S. Abilov, *Legal Status of the Caspian*, Hazar Raporu, Summer 2013, s. 125–127.

²⁶³ O. Auyezov, *Russia, Iran, and Three Others Agree Caspian status, but not borders*, <https://www.reuters.com/article/us-kazakhstan-caspian-borders/russia-iran-and-three-others-agree-caspian-status-but-not-borders-idUSKBN1KX0CI>, dostęp: 4.02.2019.

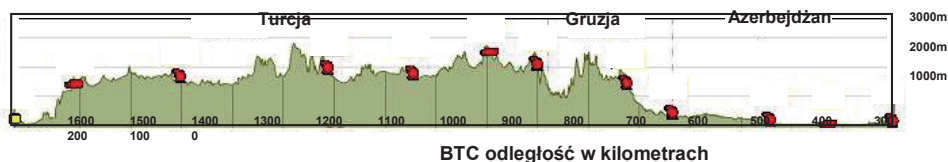
²⁶⁴ *Sea transport*, <https://www.azstat.org/portal/tblInfo/TblInfoList.do#>, dostęp: 22.08.2020.

²⁶⁵ *Goods transportation in the transport sector*, <https://www.azstat.org/portal/tblInfo/TblInfoList.do#>, dostęp: 22.08.2020.

Istotnym elementem infrastruktury związanej z energetyką w Azerbejdżanie pozostają rurociągi. To za ich pośrednictwem eksportowane są surowce węglowodorowe za granicę. Po raz pierwszy rozwiązanie wykorzystujące stacjonarny obiekt inżynierski do transportu na znaczną odległość produktów naftowych zastosowano już na przełomie XIX i XX wieku, a więc w czasach, kiedy Azerbejdżan wraz z Armenią i Gruzją wchodziły w skład Rosyjskiego Imperium. Przesyłano nim ropy z Baku do Batumi położonego nad Morzem Czarnym, skąd trafiała na Zachód²⁶⁶. Współcześnie jest to już cała sieć magistral naftowych i gazowych, chociaż ich destynacja nie uległa zasadniczym zmianom.

Najważniejszą linią przesyłową jest rurociąg Baku–Tbilisi–Ceyhan (dalej BTC). Decyzję na temat przebiegu trasy podjęto w październiku 1995 roku, kierując się wyłącznie racjami politycznymi. Konieczność ominięcia terytoriów Armenii, dyktowana relacjami bilateralnymi tego państwa z Azerbejdżanem, oraz obszarów Iranu, z powodu presji inwestorów amerykańskich, a także wytyczenie w granicach Turcji jego trasy tak, by przebiegała możliwie daleko od ziem zamieszkałych przez ludność kurdyjską, uczyniła go jednym z najbardziej skomplikowanych technicznie i zarazem najdroższych przedsięwzięć tego typu w świecie realizowanych w XX wieku. Rola czynników pozaekonomicznych, które determinowały projekt, jest niekwestionowana. Magistrala jest za ich sprawą o kilkaset kilometrów dłuższa niż to konieczne i liczy 1768 km²⁶⁷. Lokalizacja jej przebiegu oznaczała konieczność przeniesienia infrastruktury przesyłowej z obszarów depresyjnych nad Morzem Kaspijskim w rejony wysokogórskie położone na wysokości ponad 2000 m n.p.m., co wymusiło konieczność budowy większej liczby przepompowni²⁶⁸ i w rezultacie droższy transfer surowca.

Rurociąg ma na przeważającej długości przekrój 42-calowy²⁶⁹, a przy samym wejściu do docelowego terminala portowego Ceyhan w Zatoce Aleksandretty – 36 cali. Prędkość przepływu ropy surowca obecnie wynosi 2 m/s. Konstrukcyj-



Rys. 49. Profil wysokościowy przebiegu rurociągu BTC

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BP Sangachal.

²⁶⁶ Więcej: rozdział *Gruzja – Infrastruktura*.

²⁶⁷ https://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/pipelines/BTC.html, dostęp: 22.08.2020.

²⁶⁸ BTC jest obsługiwany przez osiem przepompowni: po dwie w Azerbejdżanie i Gruzji oraz cztery w Turcji. Z 1768 km BTC w granicach Azerbejdżanu znajduje się 443 km, w Gruzji – 249 km, natomiast na obszarze Turcji – 1076 km.

²⁶⁹ Wyjąwszy odcinek na terenie Gruzji, gdzie średnica magistrali wynosi 46 cali.

na przepustowość BTC to 1 000 000 bbl/d, od marca 2009 roku podniesiono ją do 1 200 000 dzięki redukcji oporu przesyłanej cieczy. Wielkości te znacząco przekraczają nie tylko możliwości eksportowe, lecz i produkcyjne Azerbejdżanu (por. rozdz. III), a nie jest to jedyny naftociąg mający swój początek w tym państwie.

Kolejna magistrala Baku–Noworosyjsk liczy 1333 km długości i ma 720 mm przekroju. Jej operatorem ze strony azerbejdżańskiej jest SOCAR, natomiast z rosyjskiej – Transneft. Rozpoczyna ona swój bieg w terminalu naftowym Sangachal i kierując się na północ ku zachodowi, przemierza trasę wzdłuż wybrzeży Morza Kaspijskiego przez granicę z Rosją i dalej w jej granicach przez Dagestan, okrążając Czeczenię, do Noworosyjska nad Morzem Czarnym. Jest to jej nowa marszruta. Pierwotnie przechodziła przez ostatnią z wymienionych republik, funkcjonując jako rurociąg Baku–Grozny i Grozny–Noworosyjsk. Po sabotażach w okresie tzw. drugiej wojny czeczeńskiej w 1999 roku wybudowano bajpas omijający problematyczny rejon. Ma on zdolność transportu niemal 105 000 baryłek dziennie. Możliwości te jedynie epizodycznie były w pełni wykorzystywane²⁷⁰. W ostatniej dekadzie eksportowano nim znacząco niższe ilości ropy naftowej. W 2017 roku było to 1,5 mln ton rocznie, czyli *circa* 30 000 bbl/d, co i tak oznaczało progres w stosunku do lat 2016 i 2015²⁷¹. Użytkowanie jej na poziomie transferu surowca nieprzekraczającego 30% potencjału transportowego służy utrzymaniu obiektu w trybie eksploatacyjnym.

Trzecia czynna linia przesyłowa to ropociąg Baku–Supsa, funkcjonująca także pod mianem Western Route Export Pipeline (dalej WREP). Jej operatorem jest BP. Magistrala ma 833 km długości i średnicę 21 cali (530 mm)²⁷². Obsługiwana jest przez sześć stacji pomp, po trzy na terytorium Azerbejdżanu i Gruzji. Podobnie jak i pozostałe omawiane arterie naftowe ma swój początek w terminalu Sangachal. Jej trasa wiedzie ku wybrzeżom Morza Czarnego w Gruzji, a precyzyjniej do oddalonej kilka kilometrów od niego wsi Supsa, na zachód od której mieści się baza magazynowa BP. Wyposażona jest w stałe łącze z odległym o ok. 5 km brzegiem morskim i znajdującym się tam PELM-em z boją CALM, za sprawą czego załadunek surowca odbywa się tu poza strefą najpłytszych wód (patrz. rozdz. III). WREP pierwotnie przystosowany został do przesyłania 8 mln ton rocznie, czyli nieznacznie powyżej 145 000 bbl/d. W 2016 roku podczas szczytu w Davos zapowiedziano jego modernizację²⁷³. Ma ona podnieść jego zdolność transportową do nawet 24 mln ton rocz-

²⁷⁰ W październiku 1996 roku rurociągiem przesyłano 105 tys. bbl/d., wielkości tej nie udało się nigdy później przekroczyć; SOCAR reveals Baku-Novorossiysk oil pumping plans, https://www.azernews.az/oil_and_gas/100157.html, dostęp: 14.02.2019.

²⁷¹ Азербайджан увеличил экспорт нефти через Россию, <https://regnum.ru/news/2370633.htm>, dostęp: 14.02.2019.

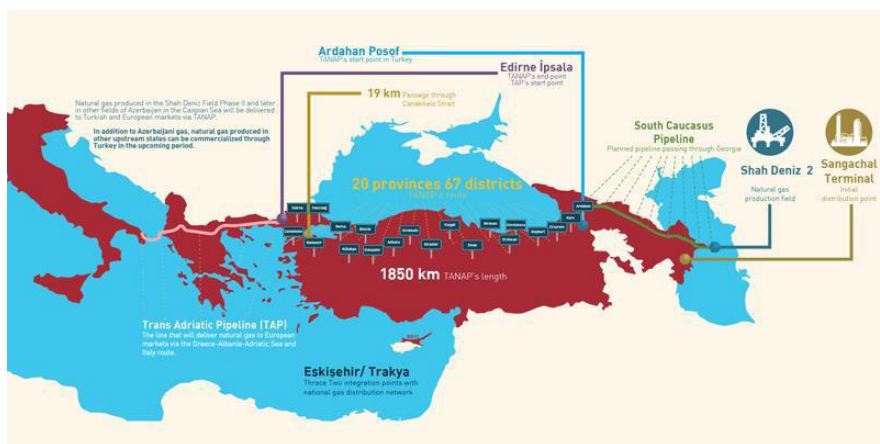
²⁷² Baku-Supsa Western Export Pipeline, <http://www.socar.az/socar/en/activities/transportation/baku-supsa-western-export-pipeline>, dostęp: 14.02.2019.

²⁷³ Компания BP модернизирует трубопровод Баку-Супса, <https://www.apsny.ge/2016/eco/1453411479.php>, dostęp: 14.02.2019.

nie, co odpowiada przeszło 450 tys. baryłek dziennie. W 2018 roku WREP posłużyła do eksportu 3,7 mln ton ropy naftowej, czyli *circa* 70 000 bbl/d²⁷⁴. Jej potencjał od lat nie jest w pełni wykorzystany pomimo najniższych kosztów transferu surowca w zestawieniu z pozostałymi rurociągami wychodzącymi z Sangachal²⁷⁵.

Niezwykle istotnym elementem infrastruktury eksportowej w przypadku surowców węglowodorowych pozostają rurociągi gazowe. Najstarszy z nich to Baku–Tbilisi–Erzurum (dalej BTE), zwany też Południowokaukaskim, powstał w 2006 roku. Budowano go równocześnie z magistralą naftową BTC i stanowił integralną część inwestycji. Realizatorem stało się powołane po podpisaniu przez Azerbejdżan tzw. kontraktu stulecia międzynarodowe konsorcjum, którego udziałowcami są obecnie: BP, TPAO, SOCAR, Łukoil, NICO, SGC Midstream. Operatorem pozostało BP. BTE liczy łącznie 692 km długości, z czego przez Gruzję przebiega 248-kilometrowy odcinek, posiada 42-calowy przekrój (1067 mm) i potencjał transportowy 25 mld m³ gazu ziemnego²⁷⁶.

Od 2018 funkcjonuje także Gazociąg Transanatolijski – Trans Anatolian Natural Gas Pipeline Project (dalej TANAP). Podobnie jak BTE rozpoczyna swój bieg w terminalu Sangachal i transportuje surowiec pochodzący głównie ze złoża Szach Deniz. Położony też został wzdłuż jego trasy jako część Południowego Korytarza Gazowe-



Rys. 50. Kierunki przesyłu ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż BTC

Źródło: BP Azerbaijan.

²⁷⁴ B 2018 году по трубопроводу Баку-Супса транспортировано 3,7 миллиона тонн нефти, https://azertag.az/ru/xeber/V_2018_godu_po_truboprovodu_Baku_Supsa_transportirovano_37_miliona_tonn_nefti-1235461, dostęp: 14.02.2019.

²⁷⁵ *Baku-Supsa Pipe's Contribution to Economic Development of Azerbaijan, Georgia Highlighted*, https://www.azernews.az/oil_and_gas/96668.html, dostęp: 14.02.2019.

²⁷⁶ *South Caucasus Pipeline*, https://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/pipelines/SCP.html, dostęp: 22.08.2018.

go²⁷⁷. Jest to jednak oddzielna i niezintegrowana z BTE nitka o nieco większym, bo wynoszącym 1220 mm przekroju i potencjale transportowym 16 mld m³ rocznie. Zdolność taką uzyskano dzięki kompresji gazu i przesyłaniu go pod ciśnieniem 20 MPa.

Od Erzurum zgodnie ze swym mianem przecina Półwysep Anatolijski, kierując się ku zachodowi aż do granicy z Grecją w Ipsali w dystrykcie Edirne. Na terenie ostatniego z wymienionych państw ma łączyć się z Gazociągiem Transadriatyckim.

Interesującym przypadkiem jest magistrala Kazi Magomed–Machaczkała–Mozdok. Liczący 460 km eurociąg ukończony został w 1983 roku²⁷⁸. Pierwotnie w czasach radzieckich przeznaczony był do transferu surowca z Rosji na południe do Azerbejdżanu. W 2010 roku uruchomiono go jako rurociąg służący transferowi gazu w odwrotnym kierunku²⁷⁹. Magistrala ta ma 680 km długości, średnicę 1220 mm i maksymalną przepustowość na poziomie 13 mld m³.

Wbrew stereotypowym ujęciom nie wszystkie magistrale gazowe w Azerbejdżanie służą dystrybucji rodzimego surowca bądź jego eksportowi. Jest to w dużej mierze związane z posiadaniem eksklawy nachiczewańskiej. Pozbawiona własnych zasobów naturalnych surowców energetycznych i oddzielona od pozostałej części terytorium państwa przez obszar Armenii zdana jest na zaopatrzenie z ościennej Turcji lub Iranu. Zważywszy na uwarunkowania geograficzne, pierwsza z wymienionych nie uczestniczy w zabezpieczeniu popytu Nachiczewańskiej Republiki Autonomicznej (dalej Nachiczewania) nawet w formie pośrednika tranzytowego. Sama w swych przygranicznych rejonach na południowym wschodzie korzysta z dostaw irańskich. Służy do tego celu magistrala gazowa położona równoleżnikowo wzdłuż ostanów Azerbejdżan Wschodni i Azerbejdżan Zachodni, a dalej kierując się na północ przez turecką prowincję Wan ku Erzurum. Rurociąg ma przepustowość 10 mld m³ rocznie²⁸⁰. Odgałęzienie biegnące do Nachiczewania przekazuje niewielką część tego wolumenu²⁸¹. Zawarty na 25 lat w 2004 roku i uruchomiony w 2011 roku kontrakt zakładał dostawy gazu do eksklawy z Iranu. Porozumienie i regulowane nim zasady rozliczeń za transfer surowca zawarto na zasadzie SWAP-u towarowego. Iran w zamian za zaopatrzenie gazowe Nachiczewania otrzymywał miał na wschodzie surowiec z Azerbejdżanu. Po uruchomieniu przesyłu w 2011 roku do najbardziej wysuniętej na zachód części Azerbejdżanu trafiało go 0,25 mld m³ rocznie, a zatem 1/40 potencjału przesyłowego magistrali do Erzurum. Iran otrzymywał

²⁷⁷ *Why TANAP?*, <https://www.tanap.com/tanap-project/why-tanap/>, dostęp: 23.08.2018.

²⁷⁸ Background reference: Azerbaijan, https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Azerbaijan/background.htm, dostęp: 23.08.2019.

²⁷⁹ “Газпром” и ГНКАР заключили меморандум о купле-продаже азербайджанского газа с поставками в январе 2010 г., http://www.oilcapital.ru/news/2009/03/300940_137403.shtml, dostęp: 3.09.2019.

²⁸⁰ *Natural Gas Pipelines and Projects Share*, <https://www.enerji.gov.tr/en-US/Pages/Natural-Gas-Pipelines-and-Projects>, dostęp: 16.03.2019.

²⁸¹ *D.R. Jalilvand, Iran's Gas Export, Can Past Failure Become Future Success?*, Oxford Institute for Energy Studies NG 78, June 2013, s. 5, 6.

wtedy 0,39 mld m³ rocznie. W ramach opłaty tranzytowej przez swoje terytorium pobiera 15% prowizji od Azerbejdżanu²⁸². Wielkość dostaw do Nachiczewania wykazała dużą dynamikę wzrostową. W 2017 roku według oficjalnych informacji było to już ponad 1 mld m³ rocznie²⁸³.

Azerejdżan dysponuje elektroenergetyczną siecią przesyłową wysokiego napięcia o łącznej długości 7 600 km²⁸⁴. Odcinek 477-kilometrowy należy do linii najwyższych napięć, natomiast transmisja 230 kV nie jest realizowana²⁸⁵.

Większość połączeń może uchodzić za nowoczesne. Dotyczy to tak przewodów linii napowietrznych jak i wymaganej infrastruktury. Dynamika inwestycji służących eliminacji strat przesyłowych i rozbudowie potencjału wyraźnie nasiliła się po 2006 roku²⁸⁶.

Rys. 51. Linie przesyłowe wysokiego napięcia w Azerbejdżanie

Napięcie linii	Długość linii
110 kV	4325 km
220 kV	1505 km
230 kV	31 km
330 kV	1542 km
500 kV	477 km

Zwraca uwagę nierównomierne rozłożenie sieci wysokiego napięcia. Nie brak regionów zupełnie jej pozbawionych. Zwykle są to obszary pozbawione większych przedsiębiorstw, charakteryzujące się też mniejszą gęstością zaludnienia.

2.3. Gruzja

2.3.1. Obszar, demografia, warunki klimatyczne

Zgodnie z informacjami państwowymi uznawanymi przez zdecydowaną większość członków wspólnoty międzynarodowej, Gruzja zajmuje powierzchnię 69 700 kilometrów kwadratowych²⁸⁷. Wielkość ta obejmuje Republikę Abchazji (dalej Abchazję) oraz teren Republiki Osetii Południowej (dalej Osetia Południowa), a więc ziemie

²⁸² Ibidem.

²⁸³ O. Jalilov, *Iran Ready To Expand Ties With Azerbaijan's Nakhchivan*, <https://caspiannews.com/news-detail/iran-ready-to-expand-ties-with-azerbajans-nakhchivan-2017-12-19-5/>, dostęp: 16.03.2019.

²⁸⁴ Energy transmission, <http://www.azerenerji.gov.az/index/page/14>, dostęp: 22.08.2020.

²⁸⁵ Ibidem.

²⁸⁶ Od 2010 roku otrzymała dodatkowe wsparcie kredytowe z Banku Światowego; *Azerbaijan – Power Transmission Project*, <https://energydata.info/dataset/azerbaijan-electricity-transmission-network-2009/resource/8fe0ef0f-99a1-4159-8edb-1827386b59c2>, dostęp: 27.08.2020

²⁸⁷ *About Georgia*, Government of Georgia, http://gov.ge/index.php?lang_id=ENG&sec_id=193, dostęp: 20.05.2018.

znajdujące się poza jakąkolwiek kontrolą rządu Gruzji i w oficjalnej nomenklaturze określane mianem „terytoriów okupowanych”²⁸⁸. Obszar pozostający pod rzeczywistą jego władzą jest o 12 500 km² mniejszy, czyli zajmuje 57 200 km². Na wskazaną różnicę składa się 3800 km² Osetii Południowej, co odpowiada 5,4% terytoriów Gruzji, oraz 8700 km² Abchazji, stanowiące 12,5% powierzchni państwa²⁸⁹.

Gruzja liczy 3 729,6 tys. obywateli²⁹⁰. Wielkość ta nie obejmuje mieszkańców Abchazji i Osetii Południowej²⁹¹, a ze względu na znaczną migrację zarobkową odbiega od liczby osób przebywających w Gruzji. Od czasu rozpadu ZSRR ponad milion Gruzinów opuściło swój kraj i osiedliło się na terytorium Federacji Rosyjskiej (dalej Rosji)²⁹². Według statystyk migracyjnych każdego roku z Gruzji przenosi się do Rosji od 6000 do 8000 osób, a powraca przeciętnie o połowę mniej²⁹³. Dane te nie uwzględniają wyjazdów sezonowych i nieewidencjonowanego zatrudnienia, które zważywszy na liczebność diaspory gruzińskiej w Rosji i silne więzy rodzinno-klanowe, mogą uchodzić za dominujące. Rosja jest wybierana najczęściej, lecz nie jest jedyną destynacją. Po zniesieniu wiz w marcu 2017 roku²⁹⁴ w szybkim tempie rośnie gruzińska diaspora w UE²⁹⁵. Nadmieniana w oficjalnych statystykach wielkość populacji skorygowana do liczby osób rzeczywiście przebywających na obszarze Gruzji zasadniczo odbiega od podanych wskazań. Nie wydaje się prawdopodobne, by miała przekraczać 3 mln mieszkańców, taką też wartość przyjęto dla dalszych operacji statystycznych.

Według oficjalnych danych gęstość zaludnienia w Gruzji odpowiada 54 osobom na km², natomiast nie licząc terytoriów separatystycznych Osetii Pd. i Abchazji – 65 osób na km². Po przyjętej korekcie migracyjnej nie przekracza ona 52,4 os./km². W miastach mieszka 58,3% ludności²⁹⁶, co można uznać za konsekwencje rzeźby terenu wydatnie ograniczającej swobodę tworzenia siedlisk. Ponad połowa z nich

²⁸⁸ Patrz: *History*, Government of Georgia, dostęp: 23.08.2020.

²⁸⁹ *Occupied Territories of Georgia*, Government of Georgia, http://gov.ge/index.php?lang_id=ENG&sec_id=221, dostęp: . 29.08.2020

²⁹⁰ Dane na 30.07.2018: *Population*, National Statistics Office of Georgia, http://www.geostat.ge/index.php?action=page&p_id=152&lang=eng, dostęp: 30.07.2018.

²⁹¹ *City Population*, Population Statistics in Maps and Charts for Cities, <http://www.citypopulation.de/Georgia.html>, dostęp: 30.07.2018.

²⁹² *Georgia Population 2018*, World Population Review, <http://worldpopulationreview.com/countries/georgia-population/>, dostęp: . 30.08.2020

²⁹³ *Migration Profile Of Georgia*, State Commission On Migration Issues 2017, Tbilisi 2017, s. 19.

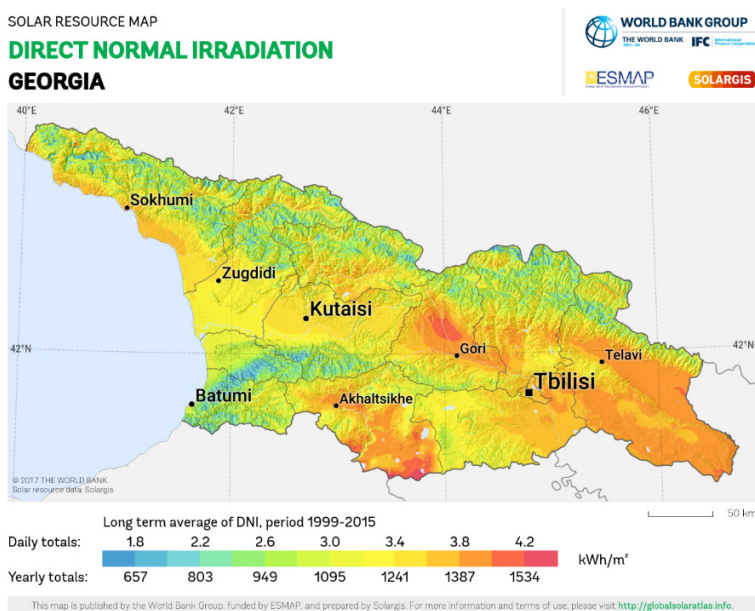
²⁹⁴ *Gruzja: Obywatele podróżują do państw UE bez wiz*, <http://www.gazetaprawna.pl/artykuly/1030833.gruzja-obywatele-podrozuja-do-panstw-ue-bez-wiz.html>, dostęp: 15.07.2018.

²⁹⁵ W samej Polsce w pierwszym półroczu 2018 r. największa dynamika wzrostu wniosków o zatrudnienie dotyczyła właśnie Gruzinów. Patrz: Ministerstwo Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej, Departament Rynku Pracy, *Informacja o zatrudnieniu cudzoziemców w Polsce*, Warszawa, lipiec 2018, s. 6.

²⁹⁶ *Population*, National Statistics Office of Georgia, http://www.geostat.ge/index.php?action=page&p_id=152&lang=eng, dostęp: . 30.08.2020

żyje w stolicznym Tbilisi – 1 118 300²⁹⁷. Pozostali w przeważającej mierze w niewielkich liczących do 7500 osób miejscowościach, które przy zastosowanym kryterium urbanizacji mogą uchodzić za ośrodki miejskie²⁹⁸.

Bank Światowy oszacował w 2017 roku nominalne PKB *per capita* Gruzji na 4 078 USD²⁹⁹, natomiast licząc parytet siły nabywczej – na 10 699 USD³⁰⁰. Wskazania innych instytucji, IMF czy ONZ, nie różnią się znacząco od prezentowanego wyniku. Przeciętne wynagrodzenie sięga 1059 lari, co odpowiada 370 euro³⁰¹. Średni poziom płac jest zdecydowanie wyższy niż w Armenii i Azerbejdżanie. Na podobnym do nadmienionych południowych sąsiadów poziomie kształtują się tu koszty utrzymania, co stawia pracowników w Gruzji w pozycji znacznie korzystniejszej niż tam.



Rys. 52. Gruzja – promieniowanie słoneczne w kWh/m²

Źródło: Solargis.com.

²⁹⁷ *History*, Government of Georgia, http://gov.ge/index.php?lang_id=ENG&sec_id=193, dostęp: 30.07.2018.

²⁹⁸ *City Population*, Population Statistics in Maps and Charts for Cities, <http://www.citypopulation.de/Georgia.html>, dostęp: 30.07.2018.

²⁹⁹ https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.CD?locations=GE&year_high_desc=true, dostęp: .

³⁰⁰ https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.PP.CD?locations=GE&year_high_desc=true, dostęp: .

³⁰¹ *Georgia Average Monthly Wages*, <https://tradingeconomics.com/georgia/wages>, dostęp: 30.08.2020

Gruzja leży w strefie klimatu podzwrotnikowego. Zróznicowana rzeźba terenu, a w tym przede wszystkim obecność wysokich partii górskich, ma swoje konsekwencje w występowaniu na obszarze tego państwa znacznie bardziej urozmaiconych warunków pogodowych, niż wynikałoby to jedynie z położenia geograficznego.

Brak jest dużych akwenów śródlądowych. Jezior jest wprawdzie ponad 860, są to jednak niewielkie zbiorniki. Zajmują one nieznaczny odsetek powierzchni państwa. Największe jezioro Parawani ma 37,5 km². Nie jest to jednak tożsamy z deficytem wody, gdyż ta może uchodzić wręcz za jedno z bogactw naturalnych Gruzji. W istocie państwo to wyróżnia się pod tym względem w całej przestrzeni postradzieckiej³⁰².

Ponadprzeciętna ilość opadów może uchodzić za jedną z cech charakterystycznych środowiska przyrodniczego Gruzji. W zachodniej części kraju przekraczają nawet 3000 mm rocznie, na wschodzie poziom ten oscyluje od 400 do 700 mm. Niższa ich ilość związana jest z kontynentalizmem, czyli oddziaływaniem klimatu z głębi lądu. Zasada im dalej od Morza Czarnego, tym mniejsza ilość opadów, nie jest jednak tożsama z zachowaniem proporcji między obszarami podobnie oddalonymi od wybrzeża, a mieszczącymi się na południu i północy Gruzji. Przykładem są Góry Meschedzkie leżące na południowym zachodzie w Adżarii i Imeretii, gdzie rocznie spada zdecydowanie więcej deszczu i śniegu niż w którejkolwiek innej części państwa³⁰³.

Stereotypowe kojarzenie Gruzji ze słoneczną krainą nie mijają się ze stanem rzeczywistym. Dotyczy to przede wszystkim pogórza i równin. Okresy słoneczne zajmują od 1800 do ponad 2000 h/y³⁰⁴. W górach, gdzie zachmurzenie i wilgotność są zdecydowanie większe, wartości te są znacząco niższe i rzadko przekraczają 1400 h/y.

2.3.2. Zasoby kopalne

Gruzja nie należy do państw bogatych w surowce węglowodorowe. Posiada niewielkie zasoby ropy naftowej. Szacowane są one na od 15 mln³⁰⁵ do ok. 52 mln baryłek, przy czym ostatnie z nadmienionych wielkości przytaczane są w raportach za informacjami rządowymi i nie znajdują potwierdzenia w innych źródłach³⁰⁶. Podobnie kształtuje się sytuacja z gazem ziemnym, którego rezerwy naturalne oceniane są od 2 mld metrów sześciennych³⁰⁷ do 8 mld metrów sześciennych³⁰⁸. W jednym

³⁰² *Natural Resources of Georgia and Environmental Protection 2015*, Tbilisi 2016, s. 44.

³⁰³ Najwyższy poziom opadów notowany jest w Górach Meschedzkich.

³⁰⁴ <https://weather-and-climate.com/average-monthly-hours-Sunshine>, dostęp: 31.07.2018.

³⁰⁵ 2,16 mln ton metrycznych; <https://www.export.gov/article?id=Georgia-Oil-and-Gas>, dostęp: 3.08.2018.

³⁰⁶ E. Safirova, *The Mineral Industry of Georgia*, "Minerals Yearbook", November 2015, s. 173, <https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/country/2013/myb3-2013-gg.pdf>, dostęp: 3.08.2018.

³⁰⁷ <https://www.export.gov/article?id=Georgia-Oil-and-Gas>, dostęp: 3.08.2018.

³⁰⁸ NATURAL GAS – PROVED RESERVES, *The World Factbook*, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2253rank.html>, dostęp: 3.08.2018.

i drugim przypadku rozpiętość wskazań jest znacząca. Nie ma to jednak dla państwa istotnego znaczenia. Jest to bowiem bardzo nikły stan posiadania, który pozostaje bez wpływu na kondycję energetyki w Gruzji i stan jej zaopatrzenia.

Omawiane złoża ropy naftowej położone są m.in. w pobliżu Tbilisi³⁰⁹, na wschodzie kraju w Kachetii oraz na zachodzie w Adżarii³¹⁰. Ostatnie z nadmienianych uchodzą za największe i najlepiej rokujące na przyszłość. Zbliżoną lokalizację posiadają także pokłady gazu ziemnego. Wiele nadziei wiąże się z nowymi odkryciami na wschodzie kraju w Kachetii³¹¹ oraz tradycyjnie w południowo-zachodnim pasie szelfu czarnomorskiego³¹².

Gruzja jako jedyna z państw położonych na Południowym Kaukazie posiada rezerwy naturalne węgla, i to na dodatek zarówno kamiennego, jak i brunatnego. Wielkość zasobów oszacowana została na 370–500 mln ton. Te najdłużej znane i eksploatowane znajdują się w wysokogórskiej południowo-zachodniej części Imeretii³¹³. Nie mniej kluczowe znaczenie mają, oprócz złoża Tkibuli-Shaori, także zasoby węgla kamiennego (bitumicznego) w Tkwarczeli oraz brunatnego w Achalciche³¹⁴.

Na terytorium Gruzji nie stwierdzono obecności złóż rud uranu.

2.3.3. Uwarunkowania geograficzne dla rozwoju energetyki odnawialnej

Położenie geograficzne oraz warunki przyrodniczo-klimatyczne są wybitnie korzystne dla rozwoju wszystkich gałęzi energetyki odnawialnej³¹⁵.

Wspomniane szczególnie obfite opady w rejonach górskich, m.in. w południowo-zachodniej części kraju oraz ustępujące im wielkością na wschodzie, są jedną z kluczowych okoliczności przyczyniających się do istnienia licznych potoków i rzek. Transportują one masy spływających z gór wód do Morza Czarnego i Morza Kaspijskiego. Łącznie ciekie te dostarczają do obydwóch akwenów ponad 60 mld m³

³⁰⁹ E. Tukhiashvili, *Georgia's Oil Anatomy*, "Geogrian Journal", 20.11.2014 r., <https://www.georgianjournal.ge/business/28780-georgias-oil-anatomy.html>, dostęp: 3.08.2018.

³¹⁰ *Facts about Oil*, http://www.energy.gov.ge/energy.php?id_pages=55&lang=eng, dostęp: 03.08.2018.

³¹¹ *Huge Natural Gas Reserves Discovered in Eastern Georgia*, "Geogrian Journal", 3.02.2016, <https://www.georgianjournal.ge/business/32160-huge-natural-gas-reserves-discovered-in-eastern-georgia.html>, dostęp: . 30.08.2020

³¹² *Facts about Oil*, http://www.energy.gov.ge/energy.php?id_pages=55&lang=eng, dostęp: 3.08.2018.

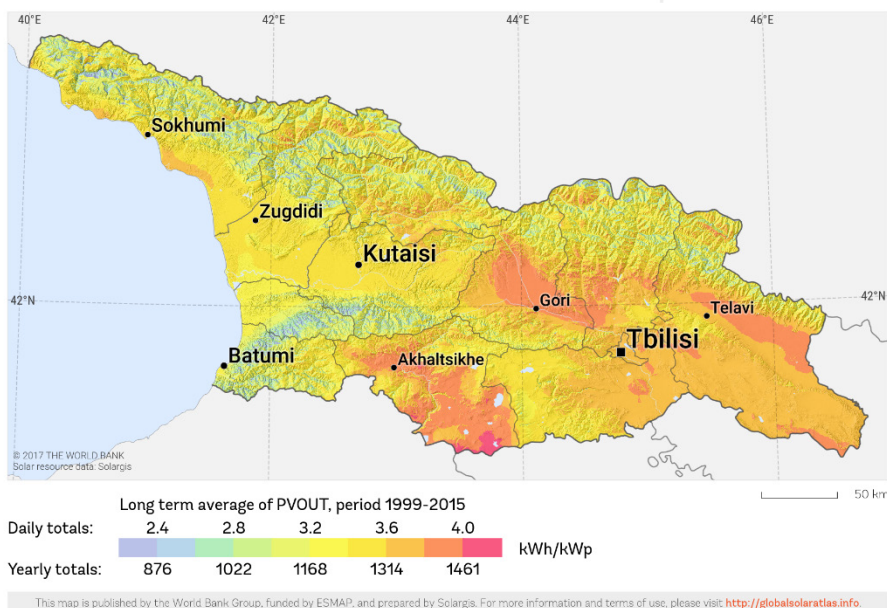
³¹³ <http://www.gig.ge/?lang=en&page=gig>, dostęp: . 30.08.2020

³¹⁴ https://www.globalmethane.org/documents/toolsres_coal_overview_ch13.pdf, dostęp: 3.08.2018.

³¹⁵ <http://factcheck.ge/en/article/considering-that-georgia-is-rich-in-hydro-resources-and-at-present-only-18-of-these-resources-are-employed-our-country-is-particularly-attractive-for-foreign-direct-investments-in-2013-t/>, dostęp: . 30.08.2020

PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL

GEORGIA



Rys. 53. Potencjał fotowoltaiczny Gruzji

Źródło: Solargis.com.

rocznie. Do pierwszego z wymienionych ok. 42,5 mld m³, natomiast do drugiego ok. 14,4 mld metrów sześciennych³¹⁶.

Ich sieć szczególnie gęsto pokrywa południowo-zachodnie terytoria państwa. Ich łączny przepływ to 49,8 km³, natomiast na wschodzie to 16,5 km³. Jest ich około 25 000 o łącznej długości przekraczającej 50 000 km³¹⁷. W istocie jedynie 16 z nich rozciąga się na odcinku dłuższym niż 100 km. Przeważają rzeki, które są krótsze niż 25 km³¹⁸. Zważywszy na różnicę wysokości oraz stosunkowo niewielki dystans, jaki mają do pokonania, ich nurt jest bardzo wartki.

Dla hydroenergetyki jest to ogromny potencjał, który szacuje się na ok. 15 000 MW³¹⁹. Gruzja pod względem możliwości rozwojowych tej gałęzi OZE znajduje się w bardzo uprzywilejowanej pozycji. Sama możliwość sięgnięcia po rozwiązania do-

³¹⁶ Zgodnie z ustaleniami hydrologicznymi 555 z rzek zasila Morze Czarne, a niewiele mniej, bo 528, Morze Kaspijskie; *Georgia*, http://www.fao.org/nr/water/aquastat/countries_regions/GEO/, dostęp: 11.08.2018.

³¹⁷ Ministry of Energy of Georgia, http://www.energy.gov.ge/energy.php?id_pages=60&lang=eng, dostęp: 11.08.2018.

³¹⁸ *Georgia*, http://www.fao.org/nr/water/aquastat/countries_regions/GEO/, dostęp: 11.08.2018.

³¹⁹ http://www.energy.gov.ge/energy.php?id_pages=60&lang=eng, dostęp: 11.08.2018.

tyczące produkcji energii elektrycznej z miejscowych cieków wodnych jest wartością trudną do przecenienia dla istniejącego systemu elektroenergetycznego i całej gospodarki³²⁰. Skorzystanie z niej wiąże się z koniecznością przewyciężenia szeregu przeszkód generowanych przez naturę wynikających ze specyfiki tychże wód.

Uwarunkowania geograficzne dla rozwoju OZE nie ograniczają się do potencjału tkwiącego w rzekach. Gruzja posiada także doskonałe możliwości do rozwoju energetyki solarnej. Nadmieniana przeciętna, oscylująca wokół 250 dni słonecznych i ponad 2200 h, jest wartością imponującą i spełniającą wszelkie kryteria, by lokowane tu instalacje fotowoltaiczne mogły charakteryzować się wysoką wydajnością. Sprzyja temu nie tylko długość naświetlenia, ale i jego jakość. W Gruzji przeważają regiony położone powyżej 700–800 m n.p.m., gdzie rzadsza atmosfera w stosunku do terenów nizinnych przekłada się na większe natężenie promieniowania słonecznego³²¹. Wykorzystywanie go zatem do produkcji ciepła i energii elektrycznej można przyjąć za jedną z perspektywicznych dróg rozwoju. Logistyczną zaletą tego typu rozwiązań jest możliwość lokowania źródeł zasilania jako tzw. off-gridowych urządzeń wytwórczych na licznych w Gruzji trudno dostępnych obszarach, gdzie budowa sieci systemowej oraz jej utrzymanie są utrudnione i kosztowne. Pewnym ograniczeniem efektywności pracy instalacji fotowoltaicznych są wysokie temperatury panujące w miesiącach letnich, a więc wtedy, kiedy irradiacja solarna jest największa. Dotyczy to szczególnie terenów równinnych, gdzie zwykle notuje się ponad 100 dni z temperaturą powyżej 25°C, a więc wartości mogącej uchodzić dla zdecydowanej większości współczesnych poli- i monokrystalicznych ogniw za graniczną, powyżej której ich wydajność drastycznie się obniża³²². Łączny potencjał energetyki solarnej w Gruzji oszacowano w 2008 roku na 3,5 do 5 GWh³²³.

Także energetyka wiatrowa odnajduje korzystne dla siebie warunki rozwoju. Podobnie jak w przypadku Armenii i Azerbejdżanu, obszarami niemal predestynowanymi do lokowania tego typu farm są charakteryzujące się łagodną rzeźbą terenu rozległe partie grzbietowe masywów górskich, płaskowyże oraz rozciągające się w obniżeniach równiny. Wśród obszarów rekomendowanych i eksponowanych do lokacji elektrowni i farm tego typu wymieniane są, z uwzględnieniem stref przed-

³²⁰ *Investment in Energy Sector of Georgia*, Ministry of Energy of Georgia, http://ec.europa.eu/enlargement/taix/dyn/create_speech.jsp?speechID=39588&key=7904a17f554dfbbe8fddde4349c6d2f8, dostęp: 10.08.2018.

³²¹ Im wyższe ciśnienie atmosferyczne, tym więcej promieniowania słonecznego pochłaniają zanieczyszczenia atmosferyczne. Por. K. Markowicz, *Ekstynkcja promieniowania słonecznego w paśmie widzialnym w atmosferze*, Strzyżów 1993, s. 5 i nast., <http://www.igf.fuw.edu.pl/~kmark/stacja/praca/Ekstynkcja1993.pdf>, dostęp: 10.08.2018.

³²² M. Mazur, J. Partyka, T. Marcewicz, *Wpływ temperatury na sprawność baterii słonecznych*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2016, r. 92, nr 8, s. 109–110.

³²³ *National Policy of Georgia on Developing Renewable Energy Sources*, <https://www.transparency.ge/sites/default/files/Report%207%20Potential%20for%20Renewables%20-%20eng.pdf>, dostęp: 15.08.2018.

kości poziomego ruchu mas powietrza oraz przybliżonej rocznej ilości godzin jego oddziaływania, rejonu wymienione na rysunku 54.

Przypisaną w 2008 roku energetyce wiatrowej moc, która mogłaby zostać osiągnięta, oceniono na 3 do 4 GWh³²⁴.

Rys. 54. Siła i intensywność wiatru w poszczególnych rejonach Gruzji

Strefa prędkości wiatru	Ilość godzin	Rejony
Wysoka	Ponad 5000	górskie regiony południowej Gruzji, Kakhaber Vake i centralny region Doliny Kolchidzkiej
Mieszana – szybka i niska	Od 4500 do 5000	wąwóz Kury od Mccheta do Rustawi, południowa część Dżawachetii, linia czarnomorska od Poti do Kakhaber Vake
Niska		Płaskowyż Jorski, Zbiornik Żinwalskiego, pasmo górskie Gagra, część Doliny Kolchidzkiej, niziny wschodniej Gruzji

Źródło: opracowanie własne na podstawie *Investment Opportunities in Energy Sector of Georgia*, Ministry of Energy of Georgia, https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/eneff/IEEForum_Tbilisi_Sept13/Day_2/ws1/Tavdumadze_InvOp.pdf, dostęp: 11.08.2018.

Gruzja dysponuje możliwościami rozwoju geotermii. Na jej terytorium zewidencjonowanych zostało ponad 250 średnio- i wysokotemperaturowych (30°C–180°C) źródeł oraz odwiertów³²⁵. Potencjał oszacowany został w 1998 roku na 90 000 m³ dziennie, co odpowiada 4 070 500 kWh rocznie. Kluczowe znaczenie dla przyszłości tego sektora mają obszary południowej flanki Kaukazu, a także część centralna kraju: rejon Tbilisi oraz Adżaria³²⁶. Możliwości tkwiące w energetyce geotermalnej oszacowano na 2 GWh³²⁷.

Analizując potencjał dla wykorzystania poszczególnych OZE, eksponowaną pozycję przypisać należy biomasie. Stereotypowe przedstawienie Gruzji jako rezerwuaru ogrodniczo-sadowniczego nie mijają się z prawdą. Wśród towarów eksportowych płody rolne posiadają istotne znaczenie. Wśród nich wymienić można m.in. orzechy włoskie, laskowe itd. Do 2015 roku procentowo miały większy udział w sprze-

³²⁴ *National Policy of Georgia on Developing Renewable Energy Sources*, <https://www.transparency.ge/sites/default/files/Report%207%20Potential%20for%20Renewables%20-%20eng.pdf>, dostęp: 15.08.2018.

³²⁵ *National Policy of Georgia on Developing Renewable Energy Sources*, <https://www.transparency.ge/sites/default/files/Report%207%20Potential%20for%20Renewables%20-%20eng.pdf>, dostęp: 12.08.2018.

³²⁶ G. Melikadze, O. Vardigoreli, N. Kapandze, *Country Update from Georgia*, Proceedings World Geothermal Congress 2015 Melbourne, Australia, 19-25 April 2015, <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2015/01064.pdf>, dostęp: 12.08.2018.

³²⁷ *National Policy of Georgia on Developing Renewable Energy Sources*, <https://www.transparency.ge/sites/default/files/Report%207%20Potential%20for%20Renewables%20-%20eng.pdf>, dostęp: 12.08.2018.

Rys. 55. Źródła pozyskania biomasy w Gruzji z podziałem na rejony

Rejony	Źródła biomasy
Kachetia	Winogrono, słonecznik, pszenica, owoce z sadów
Imeretia	Kukurydza, orzeszki, winogrona, drewno tartaczne
Megrelia-Górna Swanetia	Kukurydza, drewno tartaczne
Guria	Orzeszki, kukurydza

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Union Nations Development Program, Georgia 5.

daży zewnętrznej niż wina, winiaki (brandy) i nalewki³²⁸. Od 2016 roku sytuacja zmieniła się na korzyść alkoholi³²⁹. Są one nie tylko ważnym źródłem przychodu państwa w obrocie międzynarodowym, ale zważywszy na specyfikę rolniczą Gruzji także rezerwuarem biomasy. Odpady pofermentacyjne stanowią doskonały materiał wsadowy dla biogazowni³³⁰. Największym zapleczem pozyskania surowca pozostają bogate i intensywnie wykorzystywane ziemie ciągnące się pasem przez centralną część kraju od wschodu ku wybrzeżom czarnomorskim³³¹.

W 2008 roku oceniono możliwości produkcji energii z biomasy na 2 GWh³³², co może uchodzić za wartość nader skromną i z pewną dozą prawdopodobieństwa nie do końca oddającą pełnię możliwości gruzińskiej gospodarki rolnej i leśnej.

2.3.4. Gospodarka, sieć drogowa, infrastruktura transportowa i przesyłowa, magazyny

Od początku XIX wieku Gruzja stanowiła część Imperium Rosyjskiego. Powstanie Rosji Radzieckiej, a następnie Związku Radzieckiego pociągnęło za sobą zmianę ustroju i systemu ekonomicznego. Przyniosło kontynuację umacniania powiązań i zależności, których zręby położono w okresie caratu. Rozpad Kraju Rad i odzyskanie niepodległości oznaczało nową jakość w życiu politycznym i gospodarczym, a wraz z nią początki przebudowy stosunków społecznych. Bilansu otwarcia w nadmienionych wymiarach nie sposób określić mianem korzystnego i perspektywicznego. Gruzja uznana bowiem została na arenie międzynarodowej suwerennym bytem w granicach, które obejmowały obszary pozostające poza kontrolą jej władz państwowych. Okoliczność ta stała się jednym z podstawowych determinantów rozwoju oraz panujących stosunków wewnętrznych i relacji zewnętr-

³²⁸ *Georgia's 2015 Foreign Trade*, <https://old.civil.ge/eng/article.php?id=28924>, dostęp: 14.08.2018.

³²⁹ *Georgia's Foreign Trade in 2017*, <https://old.civil.ge/eng/article.php?id=30809>, dostęp: 14.08.2018.

³³⁰ A. Kowalczyk-Jusko, *Biogazownie*, Warszawa 2015, s. 25, http://ksow.pl/fileadmin/user_upload/ksow.pl/pliki/zaproszenia/R%C3%B3znych/publikacja_Biogazownie.pdf, dostęp: 14.08.2018.

³³¹ *United Nations Development Programs*, http://www.ge.undp.org/content/dam/georgia/docs/publications/ENV/UNDP_GE_ENV_biomass_energy_Georgia_profile_eng.pdf, dostęp: 14.08.2018.

³³² *National Policy of Georgia on Developing Renewable Energy Sources*, <https://www.transparency.ge/sites/default/files/Report%207%20Potential%20for%20Renewables%20-%20eng.pdf>, dostęp: 12.08.2018.

nych. Stan ten trwa do dzisiaj i nic nie wskazuje, by zmienił się w dającej się bliżej określić przyszłości.

Sięgnięcie po samodzielność łączyło się z licznymi wyzwaniami, przed którymi stanęło odradzające się państwo. W wymiarze ekonomicznym była to pełna transformacja gospodarki. Z jednej strony odejście od obowiązującego w Kraju Rad centralnego planowania i systemu nakazowo-rozdzielczego, a także reprivatyzacja, co wbrew pozorom łączyło się nie tylko z modernizacją całego zaplecza przemysłowego oraz rolnictwa i dostosowaniem go do wymogów rynkowych. Z drugiej niemniej ważkie zadanie stworzenia nowych relacji handlowych i otwarcie na inne kierunki niż rosyjski. O ile pierwszy z wymienionych aspektów został zrealizowany i uwolniono się z obowiązującego w czasach ZSRR modelu gospodarczego, o tyle politycznie kreowane przez ponad dwa wieki szczególne więzy z potężnym sąsiadem za północnej i wschodniej granicy pozostały. Jest on niezmiennie od ponad 200 lat najważniejszym partnerem handlowym Gruzji i przede wszystkim kluczowym rynkiem zbytu dla tutejszych dóbr. W 2017 roku eksport do Rosji sięgał 394 mln USD i był o 40% wyższy niż z drugim w kolejności Azerbejdżanem³³³. Nieco odmiennie rzecz ma się z importem – na pierwszym miejscu plasuje się Turcja jako największy dostawca towarów³³⁴. Stan ten trwa od dekady. Nietrudno dostrzec w nim konsekwencje zaangażowania zbrojnego Rosji w konflikcie w Południowej Osetii, kiedy oficjalne relacje handlowe między państwami zostały zerwane. Ucierpiały na tym wprawdzie obie strony sporu, lecz dotkliwiej odczuła to tylko



Rys. 56. PKB Gruzji w latach 2008–2018 w mld USD

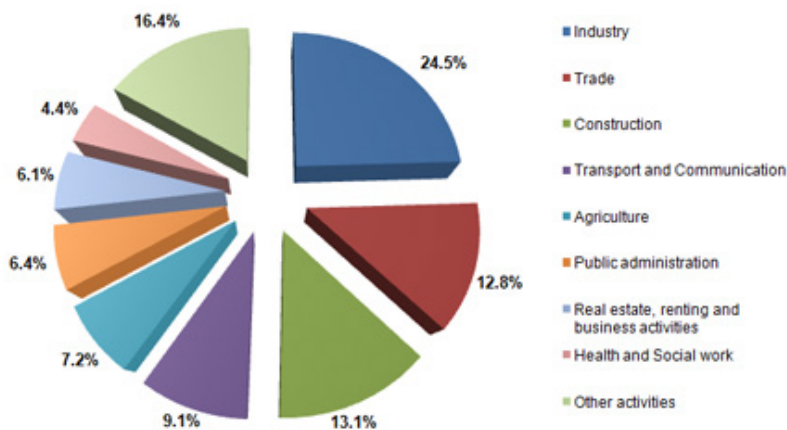
Źródło: World Bank, Trading Economics, *Georgia GDP 1990–2018*, <https://tradingeconomics.com/georgia/gdp>, dostęp: 17.08.2018.

³³³ *Georgia's Foreign Trade in 2017*, <https://old.civil.ge/eng/article.php?id=30809>, dostęp: 17.08.2018.

³³⁴ *2017 External Trade of Georgia – Statistical Publication*, Tbilisi 2018, s. 15, http://geostat.ge/cms/site_images/_files/georgian/bop/External%20Merchandise%20Trade%202017_published%202018.pdf, dostęp: 17.08.2018.

Gruzja, gdyż w przeciwieństwie do Rosji straciła najważniejszego, a nie jednego z wielu partnerów. Zaszłości historyczne nadal stanowią poważne obciążenie, co odzwierciedlają dane makroekonomiczne po roku 2008, kiedy relacje sąsiedzkie z Federacją Rosyjską uległy wyraźnemu pogorszeniu i nałożyły się na ogólnoswiatowy kryzys (patrz rys. 56).

PKB nominalne w 2017 roku wynosiło 15,164 mld USD, natomiast *per capita* 4067,7 USD³³⁵. Rozciągnięta ponad miarę w czasie i wielokrotnie wyhamowywana przez wewnętrzne perturbacje polityczna transformacja oraz problem nominalnego braku integralności terytorialnej odzwierciedlają się w gospodarce. Dynamiczny wzrost, jaki odnotowano po 2010 roku (patrz rys. 56), pozbawiony był solidnych podstaw³³⁶. Nie wynikał z procesów inwestycyjnych czy też rozwoju nowoczesnych technologii, co skutkowało potężnym załamaniem w 2014 roku. Sytuacja pod tym względem nie zmieniła się do dnia dzisiejszego. Nadal głównym problemem jest brak kapitału i stosunkowo niewielkie zainteresowanie podmiotów zewnętrznych lokowaniem w Gruzji strategicznie istotnych dla tego państwa przedsięwzięć, szczególnie tych z sektora high-tech. Znaczący, bo sięgający niemal 25% udział przemysłu, to w dużej mierze zasługa górnictwa rud metali oraz metalurgii (patrz rys. 57). W dalszej kolejności są budownictwo, handel oraz transport i komunikacja. Zwraca uwagę stosunkowo nieznaczny udział w PKB rolnictwa, co



* Adjusted data will be published on November 15, 2018.

Rys. 57. Struktura udziału w PKB wybranych działów gospodarki

Źródło: World Bank.

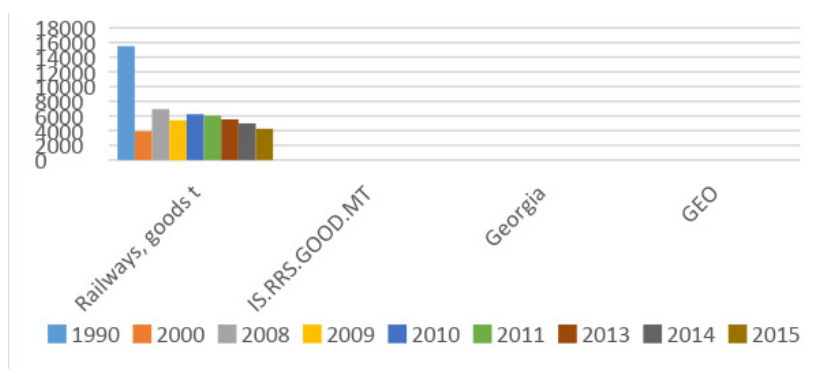
³³⁵ *Gross Domestic Product (GDP)*, National Statistics Office of Georgia, http://www.geostat.ge/index.php?action=page&p_id=119&lang=eng, dostęp: 18.08.2018.

³³⁶ Д. Берулава, Конкурентоспособность человеческих ресурсов: опыт Грузии, http://www.ca-c.org/c-g/2010/journal_rus/c-g-1-2/10.shtml, dostęp: 19.08.2018.

pozostaje w opozycji w stosunku do zatrudnienia w tej gałęzi. Praca tu absorbuje połowę siły roboczej Gruzji³³⁷.

W Gruzji, podobnie jak w Armenii i Azerbejdżanie, dominuje transport samochodowy. Przewożona jest nim znakomita większość towarów oraz obsługuje on ponad 90% ruchu osobowego. Sieć drogowa liczy nieco ponad 20 000 km³³⁸. Oznacza to ok. 4–5-krotnie mniejsze pokrycie powierzchni kraju niż przeciętna dla państw UE. W odniesieniu do lokalnych uwarunkowań jest to średnia dla regionu czy też odpowiednik w obszarze poradzieckim gęstości dróg na Ukrainie, która ma przecież zdecydowanie korzystniejszą rzeźbę terenu dla przedsięwzięć związanych z modernizacją i rozbudową istniejącej infrastruktury. Nadmieniona wartość 20 000 km² oznacza poniżej 30 km/100 km². Podobnie jak w przypadku Azerbejdżanu, wielkość ta obejmuje w dodatku nie tylko połączenia o pełnej asfaltowej nawierzchni, lecz także kamienistej, żwirowej czy nawet gruntowej³³⁹.

Sieć kolejowa liczy zaledwie 1612 km³⁴⁰. Przecina kraj równoleżnikowo w przekroju wschód–zachód, a u wybrzeży Morza Czarnego rozdwa się, biegnąc na północ do Abchazji i na południe ku Adżarii. Przechodząc przez obszary równin, ma kilkanaście pomniejszych odgałęzień, które prowadzą od miejscowości oddalonych od kilku do kilkudziesięciu kilometrów od głównego traktu. Podstawowe znaczenie przypisuje się magistralom: Tbilisi–Samtredia–Poti, Batumi–Tbilisi–Baku, Tbilisi–Erywań, Tbilisi–Telawi. Kolej nie jest popularnym środkiem transportu w przypadku przejazdów osobowych. Rocznie jest to niespełna 500 mln pasażero-



Rys. 58. Przewóz kolejowy towarów w mln tonokilometrów

Źródło: World Bank.

³³⁷ Report: Georgia Education, Training and Employment Developments 2016, s. 7, https://www.etf.europa.eu/sites/default/files/m/233AD94A2CEBED50C12580E60051DF39_Georgia%202016.pdf, dostęp: 19.08.2018.

³³⁸ Republic of Georgia – National Infrastructure, <https://sites.google.com/site/countryofgeorgia/national-infrastructure>, dostęp: 19.08.2018.

³³⁹ Ibidem.

³⁴⁰ Ibidem.

kilometrów³⁴¹. W okresie ostatnich pięciu lat długość tras kolejowych wykorzystywanych do ruchu osobowego zmniejszyła się o ok. 20%, co pogłębia regres w tym obszarze, ale też może uchodzić za symptom braku zainteresowania proponowaną ofertą kolei jako przewoźnika³⁴². Większe znaczenie ma dla przewozu towarów, szczególnie pozycję odgrywa ropa naftowa i jej produkty. Trafia ona do Gruzji z sąsiednich państw producenckich Azerbejdżanu oraz Rosji. Ogólny bilans i w tym segmencie przedstawia się jednak bardzo niekorzystnie. W 2017 roku przewieziono ok. 4 mln tonokilometrów ładunku, a więc niemal o połowę mniej niż dekadę wcześniej i trzykrotnie mniej niż u schyłku istnienia ZSRR, kiedy w 1990 roku wolumen ten wynosił w Gruzji 15,5 mln ton³⁴³.

Co ważne i warte podkreślenia, stosunkowo słabo rozwinięta sieć drogowa nie ma żadnego przełożenia na liczbę samochodów. Ta przekroczyła w 2016 roku milion pojazdów zarejestrowanych przez użytkowników³⁴⁴ i sukcesywnie rośnie, co m.in. znajduje częściowo swoje wyjaśnienie w słabo rozwiniętym transporcie kolejowym, którego udział szczególnie w obszarze przewozów pasażerskich jest zdecydowanie niższy niż popyt na usługi przewozowe.

Na ogólną liczbę 1 228 100 samochodów i maszyn mających prawo poruszać się po drogach 325 245 to jednostki napędzane silnikami diesla. Ponad 100 tys. z nich to ciężarówki, 28 400 – traktory i kombajny rolnicze, 11 400 – specjalistyczne maszyny etc. Osobowych wykorzystujących jako paliwo olej napędowy jest 154,545, czyli ok. 15% wszystkich samochodów tego typu w kraju³⁴⁵.

Nominalnie w Gruzji czynne są 22 porty lotnicze, z których 18 wyposażonych jest w utwardzony pas startowy³⁴⁶. Ich stan techniczny nie zawsze jednak pozwala na ich użytkowanie. W istocie kluczowe znaczenie przypisać należy jedynie tym, które obsługują ruch międzynarodowy: Tbilisi, Kutaisi, Batumi, Mesti, Ambrolauri³⁴⁷. Progres na tym polu jest widoczny. Odzwierciedla się tak w ilości odprawianych pasażerów, jak i obrocie towarowym³⁴⁸.

³⁴¹ Dokładnie 464 mln pasażerokilometrów. Patrz: *Railways, Passengers Carried (million passenger-km)*, Georgia, <https://data.worldbank.org/indicator/IS.RRS.PASG.KM?locations=GE&view=chart>, dostęp: 19.08.2018.

³⁴² *Rail Lines (total route-km)*, Georgia, <https://data.worldbank.org/indicator/IS.RRS.TOTL.KM?locations=GE&view=chart>, dostęp: 20.08.2018.

³⁴³ *Railways, Goods Transported (million ton-km)*, Georgia.

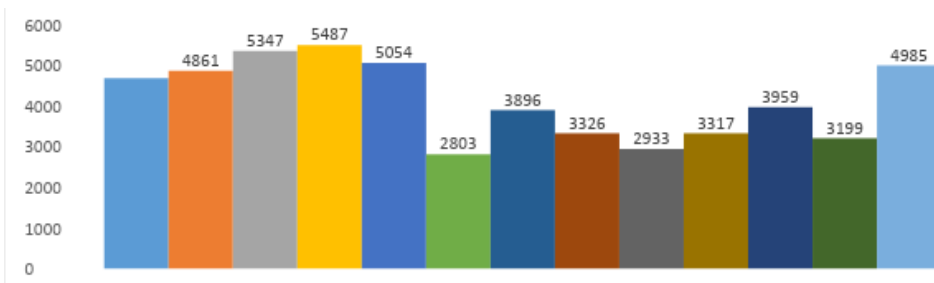
³⁴⁴ *Number of Cars in Georgia Hits 1.12 million*, <http://www.tabula.ge/en/story/119537-number-of-cars-in-georgia-hits-112-million>, dostęp: 20.08.2018.

³⁴⁵ *Statistics: 30% of registered vehicles in Georgia are diesel-powered*, <http://agenda.ge/en/news/2018/1593>, dostęp: 20.08.2018.

³⁴⁶ *Republic of Georgia*, <https://sites.google.com/site/countryofgeorgia/national-infrastructure>, dostęp: 20.08.2018.

³⁴⁷ *Georgian Civil Aviation Agency*, <http://gcaa.ge/eng/regular.php>, dostęp: 20.08.2018.

³⁴⁸ *Ibidem*. Zwraca uwagę regres, jaki nastąpił po 2008 r. w stosunku do lat poprzednich. Zaważył na nim stan relacji politycznych gruzińsko-rosyjskich. Ich drastyczne pogorszenie przyczyniło się do zawieszenia kursów na trasach do Rosji, które generowały największy obrót w ruchu pasażerskim.



Rys. 59. Pasażerowie portów lotniczych w Gruzji w tys. w latach 2005–2017

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Banku Światowego.

Omawiając infrastrukturę transportową Gruzji należy wyeksponować dostęp tego państwa do otwartego morza. Okoliczność ta wyróżnia ją na tle pozostałych przedstawicieli Południowego Kaukazu. Jest to bardzo ważny atrybut w relacjach międzynarodowych związanych z handlem ropą naftową i gazem ziemnym, który ma też swoje przełożenie w wewnętrznej polityce energetycznej. Trudno wręcz przecenić jego znaczenie w kontekście bezpieczeństwa, jakie w tym obszarze zyskuje państwo za sprawą możliwości importowych. Jest to potencjał, który ze względu na brak takich potrzeb nie jest wykorzystywany. Stąd też, odnosząc się do kontekstu logistyki zaopatrzenia energetycznego Gruzji i istniejących realiów, kwestie związane ze sprowadzaniem paliw czy też surowców nie wymagają omówienia. Kluczowe natomiast pozostają zagadnienia związane z generowanym przez funkcjonowanie portów morskich zapotrzebowaniem na ten rodzaj dóbr. Pewnym wskaźnikiem pozostaje rosnąca z każdym rokiem wielkość frachtu³⁴⁹, chociaż nie ma ona prostego przełożenia na bunkrowanie przybywających do gruzińskich wybrzeży jednostek pływających. Z pięciu portów: Poti, Batumi, Supsa, Kulewi i Anaklia, możliwości świadczenia takich usług posiadają jedynie dwa pierwsze³⁵⁰.

W rozpatrywanym kontekście zaopatrzenia energetycznego istotne znaczenie przypisać należy gazowym i naftowym magistralom przesyłowym. Niekończący się konflikt Armenii i Azerbejdżanu, sięgający schyłku istnienia ZSRR, kiedy to pierwsze ze wspomnianych odzyskiwało niepodległość, a drugie z wymienionych państw konstituowało swój suwerenny byt, nadał Gruzji zupełnie wyjątkową pozycję. W przypadku obu surowców pozostaje tak odbiorcą docelowym, jak i krajem tranzytowym, a zważywszy na geopolityczne uwarunkowania, nic nie wskazuje, by status ten mógł w dającej się przewidzieć przyszłości ulec zmianie.

Najstarszym z rurociągów transportujących przez Gruzję „błękitne paliwo” jest omawiana w rozdziale pierwszym magistrala PKTK należąca do Gazpromu. Do-

³⁴⁹ *Liner Shipping Connectivity Index (maximum value in 2004 = 100), Georgia*, <http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=2&series=IS.SHP.GCNW.XQ&country=GEO#>, dostęp: 21.08.2018.

³⁵⁰ საქართველოს პორტები, <https://bpn.ge/ekonomika/20177-saqarthvelos-portebi.html?lang=ka-GE>, dostęp: 21.08.2018.

starczany jest nią surowiec z Rosji do Armenii. Do 2017 roku Gruzja pobierała jako opłatę tranzytową 10% przesyłanego tym połączeniem gazu ziemnego³⁵¹. W latach 2017 i 2018 przeszła na rozliczenia finansowe z rosyjskim koncernem, rezygnując z barteru za świadczoną usługę udostępniania swego terytorium. Pobierana z tego tytułu kwota nie została ujawniona, niemniej zdaniem przedstawicieli opozycji politycznej jest to niekorzystne dla Gruzji i państwo na tym traci³⁵².

W wymiarze ekonomicznym zdanie się na jednego dostawcę może uchodzić za posunięcie obarczone dużą dozą ryzyka, dopuszczalne jako krótkoterminowe rozwiązanie, które może przynieść zysk/oszczędność w postaci korzystniejszej ceny czy też warunków zaopatrzenia. Traktowane jest jako niedające perspektyw tzw. zło konieczne. Niemniej dotyczy to sytuacji rynkowej. W niniejszym przypadku stan ten nie zachodzi. Gruzja występuje tu bowiem w podwójnej roli: odbiorcy końcowego oraz państwa świadczącego swym terytorium usługę tranzytową. Dla Azerbejdżanu jako dostawcy istotne są wprawdzie obie z wymienionych, lecz biorąc pod uwagę wolumen transferowanego surowca oraz potencjał konsumpcyjny rynku zbytu niekwestionowany prymat przypisać należy ostatniej z nich. Zważywszy także na pozostałe pola współpracy w obszarze międzynarodowego handlu surowcami węglowodorowymi, nie wydaje się, by warunkując od Gruzji swą przyszłość eksportową, SOCAR i pozostali udziałowcy BTE czy też BTC mogli pozwolić sobie na stosowanie wobec tego państwa praktyk wykorzystujących pozycję monopolisty w sferze zaopatrzeniowej.

„Błękitne paliwo” przesyłane jest rurociągami biegnącymi z położonego na południe od Baku terminala Sangachal. Na terytorium Gruzji ich trasa liczy sobie 249 km. Spoczywa na nich ciężar odpowiedzialności za zaopatrzenie w gaz ziemny Gruzji. Pierwsza z tych magistral to omawiany już BTE. Uruchomienie jej wiosną 2007 roku w sposób zasadniczy zmieniło strukturę zaopatrzenia energetycznego Gruzji. Po raz pierwszy od czasu rozpadu ZSRR powstała rzeczywista alternatywa dla importu z kierunku rosyjskiego³⁵³. Wykorzystano ją i od 2007 roku doszło do dywersyfikacji dostaw gazu. Wojna w 2008 roku z Osetią Południową w tle potwierdziła w wymiarze politycznym i gospodarczym znaczenie, jakie dla Gruzji miał BTE. Przesyłany nim surowiec z Azerbejdżanu skutecznie wyparł ten z Gazpromu, eliminując stopniowo rosyjski koncern z funkcji dostawcy. W 2017 roku, po wspomnianym przejściu na rozliczenia gotówkowe za tranzyt rurociągiem Północ-Południe „błękitnego paliwa” do Armenii, magistrala BTE stała się jedynym źródłem zaopatrzenia dla Gruzji³⁵⁴.

³⁵¹ G. Maisuradze, *Georgia – Gazprom: A New Page in Relations?*, <https://jam-news.net/?p=22574>, dostęp: 1.09.2018.

³⁵² Ibidem.

³⁵³ L. Badalyan, *Interlinked Energy Supply and Security Challenges in the South Caucasus*, „Caucasus Analytical Digest” No. 33, 12 December 2011, s. 4.

³⁵⁴ *Georgia Quits Buying Natural Gas from Gazprom in 2017*, <https://jam-news.net/georgia-quits-buying-natural-gas-from-gazprom-in-2017/>, dostęp: 17.02.2019.

TANAP ma mieć łączną długość 1850 km, z czego gros przypada na obszar Turcji, a tak jak w przypadku BTC i BTE, 249 km na tereny Gruzji. Dostawy gazu ziemnego ma ona zapewnić z BTE. Nietrudno jednakże dostrzec w projekcie TANAP odpowiedź na rosnący popyt na gaz ziemny w samej Gruzji.

Do momentu uruchomienia TANAP przez Gruzję przesyłano średnio ok. 8 mld m³ gazu ziemnego. Na wielkość tę składają się przeciętnie 2 mld m³ PKTK oraz ok. 6 BTE³⁵⁵.

Te same okoliczności, które uczyniły z Gruzji obszar tranzytowy dla rurociągowego transferu gazu ziemnego, odgrywają także istotną rolę w przypadku handlu ropą naftową i jej produktami. Na mapie szlaków przesyłowych tego surowca znalazła się jeszcze w XIX-wiecznej carskiej Rosji³⁵⁶. Wytyczenie ich wtedy nie było jednakże powodowane przesłankami politycznymi. Decydujące znaczenie miały względy czysto pragmatyczne, wtedy wiodła najkrótsza droga z kaspijskich pól roponośnych do morskiego portu, z którego można było surowiec sprzedawać na Zachód. Nawet W.I. Lenin i jego współpracownicy potrafili to właściwie ocenić i wejść w rolę kontynuatorów przedsięwzięć inicjowanych przed rewolucją. W 1921 roku ponownie uruchomiono rurociąg Baku–Batum pierwotnie przeznaczony do kerozyny, a w 1930 roku oddano do użytku nową nitkę już do transportu ropy naftowej, która wydatnie uzupełniła możliwości wywozowe ZSRR³⁵⁷. W latach 90. XX wieku jego część włączona została do projektu nowej budowanej magistrali łączącej Baku z Supsą. Oddano ją do użytku w 1999 roku. Jest ona obecnie jedną z dwóch podstawowych magistral, którymi transferowana jest na terytorium Gruzji ropa naftowa. Jej potencjał przesyłowy oceniany jest na 145 000 bbl/d.

³⁵⁵ *Gas Transportation – Georgian Oil and Gas Corporation*, <http://www.gogc.ge/en/gas-transportation>, dostęp: 1.09.2018.

³⁵⁶ Pierwsza koncepcja powstania rurociągu do transportu oczyszczonej ropy (kerozyny) oraz ropy naftowej powstała już w 1878 roku. Ich autorem miał być inżynier I. Ilimov. Dwa lata później D. Mendelejew wysunął propozycję skonstruowania rurociągu, którym cenny surowiec mógłby być dostarczany do portu w Batum (obecnie Batumi). Pierwszy projekt magistrali naftowej opracował jeszcze w 1884 r. W.G. Szuchow. W założeniach miała ona mieć w przekroju 6 cali, liczyć 884 km długości i być obsługiwana przez 35 stacji pomp. Rok później I. Ilimov założył Kaspijsko-Czarnomorską Kompanię Rurociągową, a w 1887 roku uzyskał od władz carskich koncesję pozwalającą realizować przedsięwzięcie. Na kanwie planów Szuchowa w latach 1897–1907 zbudowano wzdłuż torów kolejowych linii Baku–Batum naftociąg, który służył do przesyłu kerozyny. Miał on 8, a na niektórych odcinkach nawet 12 cali, zmniejszono natomiast liczbę stacji pomp do 16. Por. A.M. Shammazov, B.N. Mastobajev, A. Soshchenko, *Russian Pipeline Transport (1860–1917)*, <http://www.transneft.ru/About/History/Default.asp?LANG=EN&ID=261>, dostęp: 3.09.2018.

³⁵⁷ Prace nad nim rozpoczęto w maju 1928 roku, a ukończono w kwietniu 1930 roku. Naftociąg miał średnicę 10 cali, czyli 250 mm. Liczył sobie 834 kilometry długości, na których rozstawiono 13 stacji pomp, z których każda wyposażona była w trzy urządzenia tego typu napędzane dieslowskim silnikiem Man AG o mocy 360 KM. Potencjał przesyłowy magistrali oscylował wokół 370 000 bbl. Por. V. Mishin, *Breaking through the Oil Blockade*, *Oil of Russia* 3/2005, <http://www.oilru.com/or/24/415/>, dostęp: 3.09.2018.

Kluczowe znaczenie ma omawiany w poprzednim rozdziale rurociąg BTC. Przez terytorium Gruzji przebiega on na odcinku 249 km. Mieszczą się na nim dwie stacje obsługujące go pomp. Ma tu też nieco szerszy przekrój, bo 46-, a nie jak w Azerbejdżanie i Turcji, 42-celowy³⁵⁸.

Tranzyt węglowodorów przez Gruzję predestynuje działające tu podmioty gospodarcze do roli pośredników i spedytorów ropy naftowej i gazu ziemnego. Najpoważniejszą przeszkodą pozostaje miejscowa infrastruktura magazynowa, a precyzyjniej – jej niedostatek. Lokowane inwestycje służą w większym stopniu zapewnieniu wewnętrznego bezpieczeństwa energetycznego niż tworzeniu regionalnego centrum dystrybucji surowców i paliw węglowodorowych³⁵⁹. Nadmienione braki nabierają szczególnego znaczenia po zawarciu latem 2018 roku na szczycie przywódców państw kaspijskich w Baku porozumienia, które umożliwia, jak wspomniano w rozdziale, budowę rurociągów przechodzących przez Morze Kaspjskie i transfer nimi surowców węglowodorowych ze Wschodu na Zachód³⁶⁰. Realizacja takich inwestycji oznaczałaby zdecydowane wzmocnienie tranzytowego znaczenia Gruzji. Zapewne bowiem to właśnie przez jej porty morskie gaz ziemny i ropa naftowa trafiały do odbiorców z innych części świata. Przez wzgląd na zasoby naturalne Turkmenistanu i Kazachstanu szczególne znaczenie miałyby pierwsze z wymienionych paliw.

Potencjał generowany przez czynniki geopolityczne nie jest jednakże wykorzystywany i nic nie wskazuje, by w dającej się określić perspektywie czasowej mogło się to zmienić. Pozbawiona magazynów, nieposiadająca terminalu wywozowego LNG w bardziej niż ograniczony sposób zdolna jest do sięgania po to, co daje jej atut bycia państwem tranzytowym. Braki te nie tylko niweczą szansę na czerpanie większych profitów z tytułu przewozu i przesyłu przez jej terytorium, lecz także stwarzają poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju³⁶¹.

Znacznie korzystniej przedstawia się sytuacja z możliwością składowania i przechowywania ropy naftowej. Kluczowe znaczenie należy przypisać tu czarnomorskim terminalom naftowym w portach. Dotyczy to Batumi, Poti, Supsy oraz Kulevi. Zwr-

³⁵⁸ *Baku–Tbilisi–Ceyhan Pipeline*, https://www.bp.com/en_az/caspian/operations/projects/pipelines/BTC.html, dostęp: 7.09.2018.

³⁵⁹ Za przykład posłużyć może spółka JSC „Georgian Oil and Gas Corporation”, która zdecydowała się na budowę podziemnych zbiorników gazu w Samgori pod Tbilisi. Docelowo mają pomieścić 150 mln m³, co nadaje im typowo strategicznego znaczenia i nie daje możliwości szerszego wykorzystania ich w międzynarodowym handlu węglowodorami. Patrz: *The Reconstruction Credit Institute of Germany (KfW) Allocates EUR 150 million to GOGC for the Underground Gas Storage Funding Purposes*, <http://www.gogc.ge/en/page/miwisqvesha-gazsacavis-dasafinanseblad-germaniis>, dostęp: 9.09.2018.

³⁶⁰ O. Auyezov, *Russia, Iran, and Three others Agree Caspian Status, but not Borders*, <https://www.reuters.com/article/us-kazakhstan-caspian-borders/russia-iran-and-three-others-agree-caspian-status-but-not-borders-idUSKBN1KX0CI>, dostęp: 10.09.2018.

³⁶¹ Por. J. Tarimanashvili, *Georgia Without Gas Storage*, *The Financial*, <https://www.finchannel.com/opinion/73346-georgia-without-gas-storage>, dostęp: 11.09.2018.

ca uwagę ostatni z nich. Jest to nowa oddana w 2008 roku do użytku inwestycja³⁶². Nadzór właścicielski sprawuje nad nią SOCAR³⁶³. Wyposażona jest w 16 zbiorników o pojemności 320 000 m³, co pozwala na roczny przeładunek 10 mln ton, czyli circa 70 mln bbl³⁶⁴. Jest to wielkość dostosowana do potrzeb SOCAR-u jako reprezentanta interesów Azerbejdżanu i do jego możliwości up-streamowych.

Starszy i wykorzystywany od lat terminal pod Batumi (dalej BOT³⁶⁵) posiada największe zaplecze magazynowe. Tworzą je trzy kompleksy zbiorników przeznaczonych do składowania nieprzetworzonej ropy naftowej o objętości: 172 000 m³, 82 500 m³, 102 500 m³, oraz dwa służące do przechowywania produktów rafineryjnych: oleju opałowego, benzyn silnikowych, o łącznej pojemności 189 400 m³. W omawianym obiekcie znajduje się także jedyny w Gruzji terminal LPG o potencjale 5 000 m³. Zwraca uwagę dobrze rozwinięta infrastruktura logistyczna BOT z całym potencjałem przeładunkowym oraz wykorzystywany w dystrybucji tabor kolejowy³⁶⁶.

Znacznie skromniej prezentuje się pod względem zdolności magazynowych kompleks portowy w Poti. Mieszczący się tam terminal naftowy oddany został do użytku w sierpniu 2002 roku³⁶⁷. Jest to stosunkowo nowoczesny obiekt. Posiada rozwiązania logistyczne w pełni zgodne z międzynarodowymi wymogami jakościowymi oraz standardami bezpieczeństwa³⁶⁸. Wyposażony jest w dwie niezależne nitki rurociągu, pozwalające łącznie na załadunek 1500 m³/h, czyli nieco ponad 10 000 bbl/h, oraz osiem zbiorników o zdolności magazynowej 118 500 m³. Przeznaczony został do produktów naftowych i lekkiej ropy. Obsługuje małe i średnie tankowce o wyporności do 30 000 DWT, co determinowane jest specyfiką jego lokalizacji.

Kilkanaście kilometrów na południe od Poti nad rzeką Supsa w wiosce o tej samej nazwie ulokowano nowoczesny terminal naftowy. Pomyślany jako kompleks magazynowy, docelowo magazynowo-rafineryjny przeznaczony jest do odbioru i wywozu ropy naftowej z Azerbejdżanu³⁶⁹. Decyzja o jego uruchomieniu związana było z tzw. „kontraktem stulecia” i budową magistrali naftowej BTC. Operatorem oddanego do użytku w 1999 roku obiektu jest także BP. Wyposażony jest on w cztery zbiorniki o pojemności 40 000 m³ każdy. Nie leży bezpośrednio na wybrze-

³⁶² От Редут-Кале до Кулевского Нефтяного Терминала, <https://kulevioilterminal.com/ru/view-page/114/%D0%98%D1%81%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D1%8F>, dostęp: 12.09.2018.

³⁶³ *Georgia's Kulevi Opens a New Oil Terminal*, <http://en.portnews.ru/news/10559/>, dostęp: 12.09.2018.

³⁶⁴ <https://kulevioilterminal.com/ru/view-page/119/Achievements>, dostęp: 12.09.2018.

³⁶⁵ Skrót od Batumi Oil Terminal.

³⁶⁶ Batumi Oil Terminal, *General Information*, http://www.batumioilterminal.com/en/Comp_information/, dostęp: 14.09.2018.

³⁶⁷ *Middle East Petroleum*, http://www.mepf.com/3_6.html, dostęp: 15.09.2018.

³⁶⁸ *Terminals*, <http://petrocasenergy.com/storage/>, dostęp: 15.09.2018.

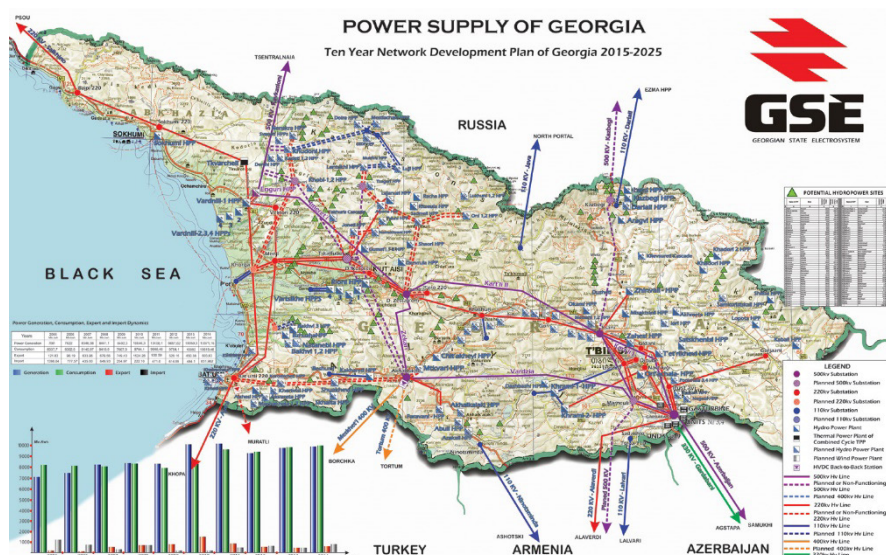
³⁶⁹ *Georgia – Oil & Gas Politics*, <https://www.globalsecurity.org/military/world/georgia/oil-politics.htm>, dostęp: 15.09.2018.

zu morskim, stąd łączy go z nim specjalny rurociąg o długości 5,6 km i przekroju 36 cali³⁷⁰. Zakończony jest rozdzielaczem (Pipe Line End Manifold), z którego wyprowadzane są dwa 20-calowe giętkie pływające węże prowadzące do boi przeladunkowej (Catenary Anchor Leg Mooring). Spełnia ona funkcję dystrybutora. Pozwala to na dostawy z pominięciem wszelkich niedogodności związanych z ukształtowaniem terenu do jednostek zakotwiczonych dalej od lądu. Rozwiązanie to znane jest m.in. z platform morskich. Zastosowanie go w tym przypadku pozwala, by obiekt znajdujący się de facto kilka tysięcy metrów od morza i kilkanaście kilometrów od pełnoprawnego portu spełniał wszelkie przypisane mu zadania. Jest on zatem przystosowany do obsługi supertankowców i na dzień dzisiejszy może przyjmować jed-

Rys. 60. Długość linii elektroenergetycznych według mocy przesyłowych

Napięcie linii	Długość linii
500 kV	270,5
400 kV	32,2
220 kV	1595,72
110 kV	913,16

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Energetyki Gruzji.



Rys. 61. Sieć elektroenergetyczna Gruzji

Źródło: GSE.

³⁷⁰ *Supsa Terminal*, https://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/terminals/supsa-terminal.html, dostęp: 15.09.2018.

nostki do 150 000 DWT, a jego potencjał załadunkowy sięga 6000 m³/h, czyli circa 40 000 bbl/h³⁷¹.

Gruzińska elektroenergetyczna sieć wysokiego napięcia liczy 2 811,6 km. Do transmisji 17 energii wykorzystuje się linię o napięciu 500 kV, 400 kV, 220 kV, 110 kV. Ponadto w użyciu jest także ponad 500 km połączeń 35 kV³⁷².

Dystrybucją zajmują się trzy lokalne przedsiębiorstwa: Energo Pro Georgia, Telasi i Kakheti Energy Distribution³⁷³. Sieć przesyłowa rozłożona jest bardzo nierównomiernie.

Północno-wschodnia część Gruzji jest jej praktycznie pozbawiona. W ogromnej części jest przestarzała, wykorzystywana przez nią infrastruktura wymaga wymiany. Nie brak elementów z lat 60. i 70. XX wieku.

³⁷¹ *Supsa Terminal and Pipeline, Georgia*, <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/supsa/>, dostęp: 19.09.2018.

³⁷² *Power Sector Overview 2016*, <https://home.kpmg/content/dam/kpmg/ge/pdf/2017/Georgia%20-%20Power%20Sector%20Overview.pdf>, dostęp: 30.10.2019.

³⁷³ *Ministry of Energy of Georgia*, http://www.energy.gov.ge/energy.php?id_pages=63&lang=eng, dostęp: 30.10.2019.

3

CHARAKTERYSTYKA I UWARUNKOWANIA KONSUMPCJI ORAZ PROFIL PRODUKCJI PALIW I ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. Armenia

3.1.1. Konsumpcja paliw i energii elektrycznej

Kwestia rzeczywistego zapotrzebowania Armenii jest niezwykle złożona. Brak bowiem jakichkolwiek szacunków dotyczących obszaru ubóstwa energetycznego. Biorąc pod uwagę stan zamożności społeczeństwa i państwa oraz uwarunkowania klimatyczne i chociażby charakterystykę miejscowej architektury, można *a priori* określić go mianem trudnego do przeszacowania. Oznacza to konieczność ograniczenia wszelkich dociekań do danych dotyczących wykorzystania poszczególnych nośników i zużycia energii elektrycznej. W pierwszym przypadku poważnym problemem jest wiarygodność publikowanych danych w raportach i sprawozdaniach analitycznych³⁷⁴.

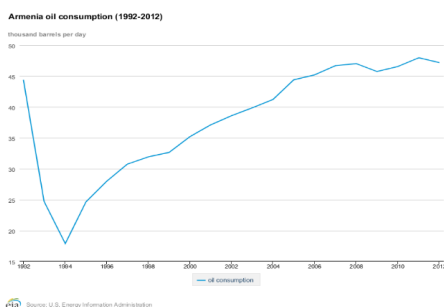
Ropa naftowa i jej produkty

Wątpliwości, jakie się nasuwają przy próbach wyliczeń rzeczywistego zużycia poszczególnych nośników, mają charakter strukturalny. Dotyczą podawanych wielkości i to niezależnie od źródła ich prezentowania. Za przykład posłużyć mogą oficjalne statystyki dotyczące konsumpcji paliw węglowodorowych.

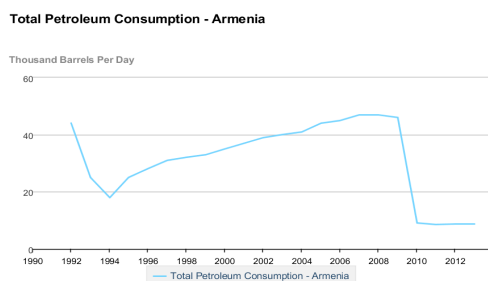
³⁷⁴ Szeroko na ten temat: P. Kwiatkiewicz, *Zużycie produktów naftowych i gazu ziemnego w Republice Armenii a bezpieczeństwo energetyczne*, [w:] P. Kwiatkiewicz (red.), *Bezpieczeństwo energetyczne. Rynki surowców i energii – teraźniejszość i przyszłość*, t. 1, Poznań 2014, s. 355–367.

Według informacji udostępnianych przez EIA jeszcze jesienią 2014 roku, Armenia w 2012 roku potrzebowała około 47 tys. baryłek produktów naftowych dziennie (rys. 62). Był to rząd wielkości niewspółmiernie duży do rzeczywistych potrzeb tego państwa. Zupełnie nie odpowiadał jego specyfice. W Armenii nie było już wtedy elektrowni ciepłych, które wykorzystywałyaby je jako swoje główne paliwo. Największy taki obiekt znajduje się w Hrazdan. Przeszedł on jednak poważną modernizację w 1992 r., która pozwoliła zredukować ilość omawianego nośnika energii do minimum. Od 1993 roku zastąpiony przez gaz stanowił już jedynie rezerwowe źródło. Rozbudowa obiektu zakończona w 2012 roku i uruchomienie nowych turbin niewiele pod tym względem zmieniły³⁷⁵. Produkty naftowe znajdowały swe główne zastosowanie w transporcie. Zważywszy jednakże na cały szereg danych makroekonomicznych, takich m.in. jak: powierzchnia państw, gęstość sieci drogowej, zamożność mieszkańców, kondycja przemysłu etc., miejscowa gospodarka nie była w stanie pochłonąć takich ilości.

Najprostszym wytłumaczeniem byłoby przypisanie błędu EIA. Identyczne lub zbliżone wielkości dotyczące konsumpcji opublikowały także i inne agencje³⁷⁶.



Source: U.S. Energy Information Administration



Source: U.S. Energy Information Administration

a) Dane prezentowane w 2014 r.

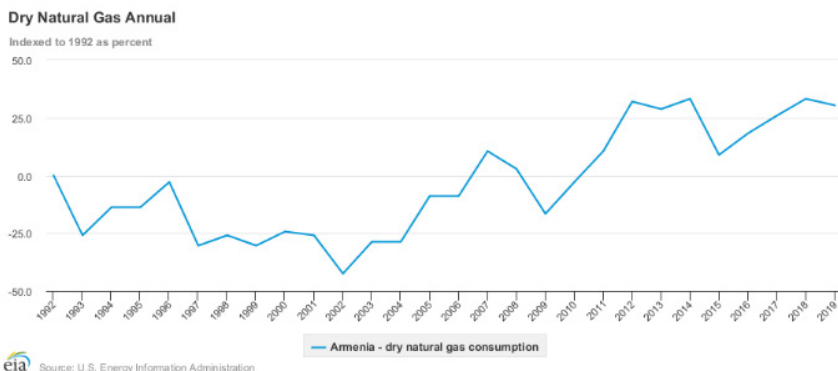
b) Dane prezentowane w 2015 r.

Rys. 62. Armenia – zużycie produktów naftowych (w tys. baryłek dziennie; dane z 2014 r. i dane z 2015 r.)

Źródło: opracowanie własne na podstawie EIA, *Energy Information Administration*, <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=AM&trk=m>, dostęp: 10.01.2016, *Energy Information Administration*, <http://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#?iso=ARM&c=04&ct=0&ord=CR&cy=2014&v=T&vo=0&so=0&io=0&start=1980&end=2014&vs=INTL.5-2-ARM-TBPD.A&s=INTL.44-2-ARM-QBTU.A&pa=000001001vg000000000000000000000000000000> 0g&f=A&ug=g&tl_type=p&tl_id=5-A, dostęp: 10.01.2016.

³⁷⁵ W jednym z bloków kocioł może pracować na mazucie, np. zimą, by dać wyższą temperaturę. Okoliczność ta nie może być jednak postrzegana jako element wpływający w istotny sposób na konsumpcję paliw naftowych.

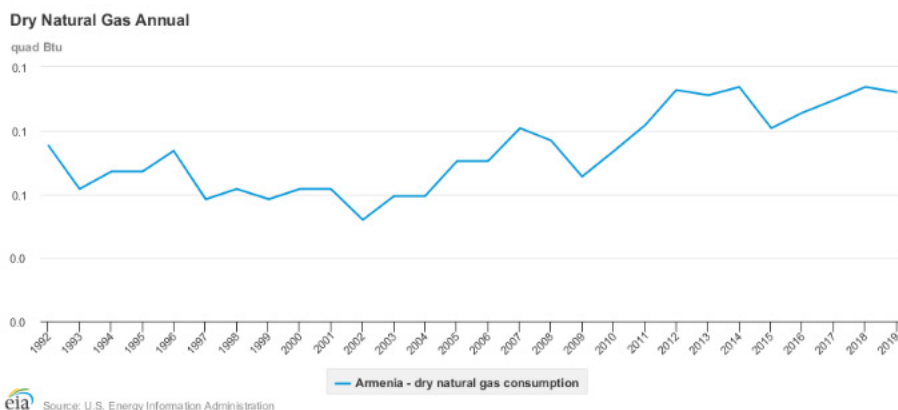
³⁷⁶ *Energy Information Administration*, <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=Armenia&product=oil&year=2009>, dostęp: 10.01.2016.



Rys. 65. Armenia – dynamika zmiany zużycia gazu ziemnego w procentach

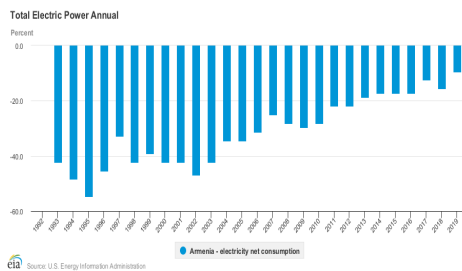
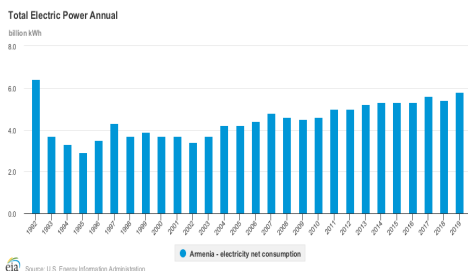
Źródło: opracowanie własne na podstawie EIA, *Energy Information Administration*, http://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#?iso=ARM&c=04&ct=0&ord=CR&cy=2013&v=T&vo=0&so=0&io=1&start=1992&end=2013&vs=INTL.33-12-ARM-BKWH.A~INTL.29-12-ARM-BKWH.A~INTL.54-2-ARM-MT.A~INTL.62-2-ARM-MT.A~INTL.65-2-ARM-MT.A~INTL.67-2-ARM-MT.A~INTL.65-2-ARM-TBPD.A~INTL.62-2-ARM-TBPD.A~INTL.26-2-ARM-BCM.A~INTL.26-2-ARM-BCF.A&s=INTL.44-2-ARM-QBTU.A~INTL.7-2-ARM-MT.A&pa=0000000g&f=A&ug=g&tl_type=p&tl_id=3002-A, dostęp: 10.11.2020.

Sytuację, w której takie produkty naftowe jak olej napędowy i benzyny silnikowe tracą z każdym kolejnym rokiem na gospodarczym znaczeniu i to za sprawą transportu, uznać należy za nader nietypową.



Rys. 66. Zużycie gazu ziemnego w Armenii od 1992 do 2019 r. w kwadrylionach BTU

Źródło: opracowanie własne na podstawie EIA, <https://www.eia.gov/international/data/country/ARM/natural-gas/dry-natural-gas-consumption?pd=3002&p=0000000g&u=2&f=A&v=line&a=-&ci=none&vo=value&vb=35&t=C&g=none&l=249--7&s=694224000000&e=1546300800000&ev=t> rue, dostęp: 10.11.2020.

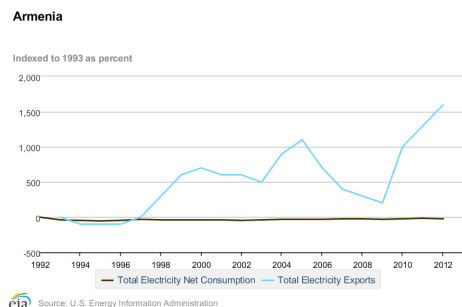
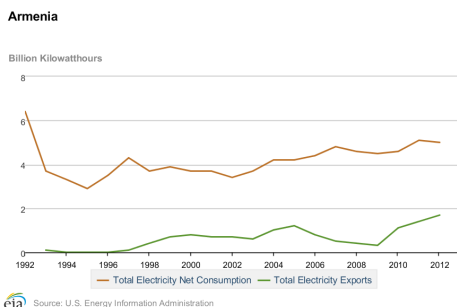


Rys. 68. Armenia – roczne zużycie energii elektrycznej (w mld KWh) oraz dynamika zmian (w %) w latach 1992–2019

Źródło: opracowanie własne na podstawie EIA, *Energy Information Administration*, <https://www.eia.gov/international/data/country/ARM/coal-and-coke/coal-and-coke-consumption?pd=2&p=0000002&u=1&f=A&v=column&a=-&i=none&vo=value&vb=33&t=C&g=none&l=249--7&s=694224000000&e=1546300800000&ev=true>, dostęp: 9.11.2020; *Energy Information Administration*, <https://www.eia.gov/international/data/country/ARM/coal-and-coke/coal-and-coke-consumption?pd=2&p=0000002&u=1&f=A&v=column&a=-&i=none&vo=percent&vb=33&t=C&g=none&l=249--7&s=694224000000&e=1546300800000&ev=true>, dostęp: 12.11.2020.

niu od problemu ubóstwa energetycznego. Ma prawo uchodzić także za element wskazujący na trwały zakres zajmowanego przezeń obszaru.

Dyferencja między ilością wytwarzaną a konsumowaną utrzymuje się po 2012 roku na bardzo zbliżonym poziomie. Nie jest ona jednakże równoznaczna z potencjałem produkcyjnym, a tym samym i zdolnościami eksportowymi.



Rys. 69. Armenia – dynamika konsumpcji oraz eksportu energii elektrycznej (w kWh oraz w %) w latach 1992–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie EIA, *Energy Information Administration*, http://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#?iso=ARM&c=04&ct=0&ord=CR&cy=2013&v=T&vo=0&so=0&io=0&start=1992&end=2013&vs=INTL.2-2-ARM-BKWH.A~INTL.2-4-ARM-BKWH.A&s=INTL.44-2-ARM-QBTU.A~INTL.7-2-ARM-MT.A&pa=000000200000200002&f=A&ug=8&tl_type=p&tl_id=2-A, dostęp: 10.01.2016; *Energy Information Administration*, http://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#?iso=ARM&c=04&ct=0&ord=CR&cy=2013&v=T&vo=0&so=0&io=1&start=1992&end=2013&vs=INTL.2-2-ARM-BKWH.A~INTL.2-4-ARM-BKWH.A&s=INTL.44-2-ARM-QBTU.A~INTL.7-2-ARM-MT.A&pa=000000200000200002&f=A&ug=8&tl_type=p&tl_id=2-A, dostęp: 10.01.2016.

3.1.2. Produkcja i dystrybucja energii elektrycznej

Jak nadmieniono, Armenia nie dysponuje własnymi zasobami konwencjonalnych surowców energetycznych, których eksploatacja byłaby ekonomicznie uzasadniona³⁸⁰. Rosnąca bardzo dynamicznie produkcja energii elektrycznej wychodzi naprzeciw wewnętrznemu zapotrzebowaniu na nią. Osiągane wyniki związane są m.in. z wcześniejszymi przekształceniami własnościowymi, a następnie rozbudową elektrowni w Hrazdan. Sprzedaży tego obiektu towarzyszyły liczne głosy sprzeciwu. Zarzuty dotyczyły wyprzedzaży majątku narodowego, a także wzmocnienia i tak znaczących już wpływów Federacji Rosyjskiej (dalej Rosji) w Armenii. Kolejne przejęcia nie budziły już tylu emocji, bo kapitał oraz rodowód podmiotów obejmujących nad nim kontrolę nie uległ zmianie³⁸¹.

Pierwotne obawy nie były wprawdzie bezpodstawne, lecz jak dotąd rosyjska obecność przyniosła w tym przypadku więcej korzyści niż strat energetyce i gospodarce. Zapewniła stałe zaopatrzenie w paliwo i co nie mniej ważne, wraz z jej pojawieniem się ruszyły inwestycje. Elektrownia przeszła kolejne modernizacje, doczekała się rozbudowy i to z zastosowaniem unikalnych oraz ciekawych rozwiązań technologicznych³⁸². Dzięki nowej turbinie potencjał został zwiększony. Także elektrownia ciepła pod Erywaniem zyskała nowe możliwości³⁸³. Wzrost produkcji stał się faktem m.in. za sprawą wykorzystania dodatkowego gazu ziemnego importowanego z Islamskiej Republiki Iranu (dalej Iran). Zgodnie z kontraktem Armenia płaci za sprowadzany surowiec wytworzoną energią elektryczną³⁸⁴. Od 1997 roku stała się ona z wolna jednym z jej ważniejszych towarów eksportowych.

Sprzedaż jest tu jednakże redukowana uwarunkowaniami geopolitycznymi oraz relacjami biznesowymi. Wymuszane przez Gazprom techniczne ograniczenia importu gazu ziemnego z Iranu poprzez zmniejszenie średnicy a tym samym

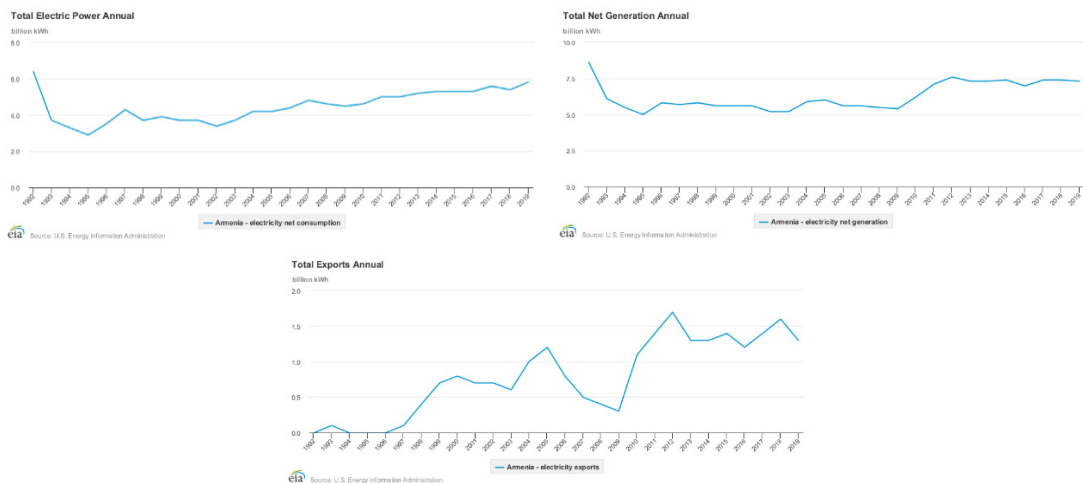
³⁸⁰ Witryna Ministerstwa Energii i Surowców Naturalnych Republiki Armenii, <http://www.minenergy.am/en/page/472#sthash.tgFkUQt6.dpuf><http://www.minenergy.am/en/page/472>, dostęp: 11.11.2020.

³⁸¹ *Armenian Regulators Approve Transfer of Hrazdan Power Plant to Inter Rao*, <http://www.armeniansdiaspora.com/showthread.php?255460-Armenian-Regulators-Approve-Transfer-Of-Hrazdan-Power-Plant-To-Inter>. Ostatecznie po latach oficjalnie znów znalazła się w rękach ormiańskich, przy czym nie państwa, a prywatnego biznesu. *PSRC Approves Sale of Hrazdan Power Plant*, <http://www.panarmenian.net/eng/news/198678/>, dostęp: 10.01.2018.

³⁸² *Modernization of Hrazdan Thermal Power Plant Unit No.5 with Installation of Gas Turbine Unit(S) in Armenia*, <https://www.devex.com/projects/tenders/modernization-of-hrazdan-thermal-power-plant-unit-no-5-with-installation-of-gas-turbine-unit-s-in-armenia/8304>, dostęp: 10.01.2018.

³⁸³ *Yerevan Combined-Cycle Thermal Power Plant, Armenia*, <http://www.power-technology.com/projects/yerevancombinedcycle/>, dostęp: 10.01.2018.

³⁸⁴ Po przeliczniku 3 kWh za każdy m³ gazu ziemnego. V. Socor, *Iran-Armenia Gas Pipeline: Far More than Meets the Eye*, „Eurasia Daily Monitor Volume 4”, a także w wersji elektronicznej na witrynie Jamsontown Foundation, http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=32607, dostęp: 10.01.2018.



Rys. 70. Konsumpcja, produkcja i eksport energii elektrycznej w mld kWh rocznie w latach 1992–2019

Źródło: opracowanie własne na podstawie EIA, *Energy Information Administration*, <https://www.eia.gov/international/data/country/ARM/coal-and-coke/coal-and-coke-consumption?pd=2&p=000000000000000002&u=1&f=A&v=line&a=-&i=none&vo=value&vb=88&t=C&g=none&dl=249--7&s=694224000000&e=1546300800000&ev=true>, dostęp: 2.11.2020.

i przepustowości magistrali przesyłowej na południu kraju jest tego przykładem. W rezultacie barterowe rozliczanie się energią elektryczną z sąsiadującym od południa państwem kształtuje się na poziomie niższym niż moce przerobowe armeńskich elektrowni zasilanych „błękitnym paliwem”. Sytuacja ta wydatnie nie sprzyja pełniejszemu ich wykorzystaniu. Mało prawdopodobne by w bliższej przyszłości cokolwiek mogło się zmienić pod tym względem i Armenia mogła eksportować więcej energii elektrycznej. Przyczyną tego stanu rzeczy jest NPP Metsamor, który ze względu na okres eksploatacji musi zostać zamknięty. W blokach NPP Metsamor wytwarzane jest ponad 2 GWh. Jest to wielkość wyższa niż bieżący eksport. Oznacza to konieczność uzupełnienia niedoboru, co w układzie geopolitycznym Armenii może uchodzić za niezwykle trudne przedsięwzięcie. Zgodnie z deklaracjami rządowymi NPP Metsamor ma pracować nadal. Powodem jest brak mocy wytwórczych, które mogły ją zastąpić. Podobnie jak wcześniejsze działania na rzecz wygaszenia reaktorów i zamknięcia elektrowni, wspierane przez Unię Europejską, i te podejmowane w ostatnich latach zakończyły się niepowodzeniem³⁸⁵. Po prze-

³⁸⁵ Армянский премьер надеется на содействие ЕС в вопросе закрытия АЭС, Armenia Today, 12 grudnia 2007 r., http://armtoday.info/default.asp?Lang=_Ru&NewsID=1662&SectionID=0&RegionID=0&Date=12/14/2007&PagePosition=2, dostęp: 10.01.2016.

chłonności takich przedsięwzięć i trudności z pozyskaniem zainteresowania nimi biznesu. Trudno się też temu dziwić. Miejscowy rynek nie jest w stanie konsumować więcej energii elektrycznej, a wielkości eksportowe mają swoje limity wyznaczone w kontraktach.

Dużym uproszczeniem byłoby uznanie armeńskiej hydroenergetyki za przestarzałą i pozbawioną elementów innowacyjnych. Nie brak bowiem i zupełnie współczesnych przedsięwzięć w tym sektorze. Te najistotniejsze z punktu widzenia przyszłości państwa pozostają w dużej mierze jeszcze w planach. Dotyczą budowy trzech dużych hydroelektrowni w Meghri na Araksie, w Sznoch na rzece Debet oraz Lori Berd na Dzoragecie o mocy odpowiednio 130 MW, 75 MW i 66 MW. Rocznie mają one dostarczyć łącznie ok. 1,3 mld kWh³⁹².

Znacznie bardziej korzystnie kształtuje się sytuacja w obszarze małych hydroelektrowni³⁹³. Już dziś odgrywają ważną rolę w bilansie elektroenergetycznym Armenii³⁹⁴. Dynamika, z jaką powstają, jest znacząca. W latach 2010–2014 było to aż 87 nowych takich obiektów. W 2015 roku działało ich w Armenii ponad 170. Dysponowały one łączną mocą 282 MW, co odpowiadało wydajności 853 mln kWh. Kolejnych 56 zaczęto stawiać w latach 2015–2018. Po uruchomieniu mają zapewnić następne 114 MW i finalnie niemal 400 kWh³⁹⁵. Do końca 2018 roku udało się oddać do użytku 17 z nich. Łączna moc małych hydroelektrowni odpowiadała wtedy 370 MW. Do sieci dystrybucyjnej oddały one około 1 TWh. Na dzień 1 lipca 2019 r. w budowie było 28 dodatkowych takich obiektów o łącznej przewidywanej mocy 59 MW pozwalających wytworzyć kolejne 0,2 TWh energii elektrycznej rocznie³⁹⁶. Kierunki rozwoju hydroenergetyki w Armenii są w znaczącej mierze ekonomicznie poprzez stosowanie zróżnicowanych taryf na energię elektryczną w zależności od okoliczności jej wytworzenia. Stawki zależne są od lokalizacji obiektu wytwórczego. Na naturalnych ciekach wynoszą one netto 24,276 AMD/kWh, dla instalacji powstałych na nawodnieniach – 16,181 AMD/kWh netto, natomiast pracujących na źródłach wody pitnej – 10,788 AMD/kWh³⁹⁷.

³⁹² Hydro Energy, Witryna Ministerstwa Energii i Surowców Naturalnych Republiki Armenii, <http://www.minenergy.am/en/page/448#sthash.wb0vMqXW.dpuf>; <http://www.minenergy.am/en/page/448> dostęp: 10.01.2016.

³⁹³ P. Nieczuja-Ostrowski, *Znaczenie energetyki wodnej dla bezpieczeństwa Republiki Armenii*, [w:] P. Kwiatkiewicz (red.), *Między ewolucją a rewolucją – w poszukiwaniu strategii energetycznej*, t. 1, Poznań 2015, s. 314–315.

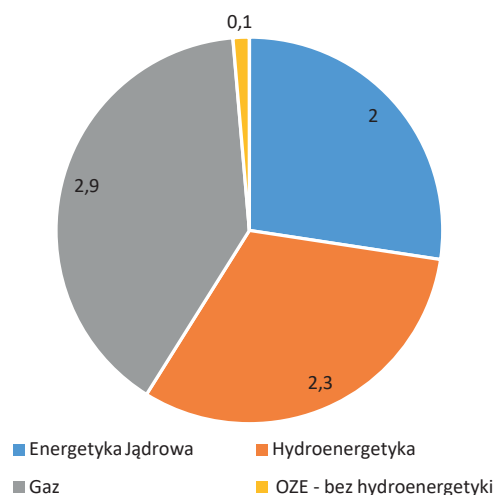
³⁹⁴ A. Gharabegian, A. Hambarian, K. Touryan, *Small Hydro Power Plants in Armenia*, <http://armenianweekly.com/2012/06/11/small-hydro-power-plants-in-armenia/>, dostęp: 10.01.2016.

³⁹⁵ W polskiej literaturze szeroko omawia zagadnienie P. Nieczuja-Ostrowski. Patr.: P. Nieczuja-Ostrowski, op. cit., s. 314. Więcej także: *The Update of the Existing Scheme for Small Hydro Power Stations of the Republic of Armenia. Final Report*, Yerevan 2008, s. 14, <http://r2e2.am/wp-content/uploads/2012/07/The-update-of-the-existing-scheme-for-SHPP.pdf>. (dostęp: 10.10.2020).

³⁹⁶ MINISTRY OF ENERGY INFRASTRUCTURES AND NATURAL RESOURCES OF THE REPUBLIC OF ARMENIA – Hydroenergy, <http://www.minenergy.am/ru/page/448>, dostęp: 10.10.2020.

³⁹⁷ Ibidem.

Potencjał Armenii związany z niewielkimi elektrowniami wodnymi jest znaczący. Jego pełniejsze wykorzystanie wiąże się jednak ze wskazanym problemem braku środków inwestycyjnych. Pozyskania finansów przeznaczonych na przedsięwzięcia w odnawialne źródła energii dotyka jednakże przede wszystkim nośników niewykorzystywanych na masową skalę do ostatniej dekady XX wieku, czyli wiatru i słońca. Hydroenergetyka ma już swoje ponad wiekowe tradycje w Armenii. Nadal jednak za sprawą upowszechnionych jeszcze w czasach radzieckich stereotypów, kiedy to kluczowe znaczenie miały technologie wykorzystujące surowce kopalne i specyficznie pojmowane procesy industrializacji kraju, traktowana bywa jako mniej pewne źródło zaopatrzenia. W przypadku energetyki solarnej i wiatrowej nieufność ta była dotąd niewspółmiernie większa.



Rys. 73. Armenia – produkcja energii elektrycznej w TWh według źródeł pochodzenia w 2019 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie EIA.

Stosunek ten ma swoje bezpośrednie odzwierciedlenie w zainstalowanej mocy. Na koniec 2019 roku odpowiadała ona 23 MW. Dla warunków geograficznych, gdzie promieniowanie słoneczne odpowiada nie mniej niż 1600 kWh na m² rocznie jest to wartość nad wyraz znikoma. Wskazane 23 MW to łączny potencjał ponad 1 500 instalacji³⁹⁸. Dominacja niewielkich obiektów jest konsekwencją niedoborów środków inwestycyjnych, nie trudno dostrzec w niej też wyrazu utrzymującego się przez lata sceptycyzmu i braku wiary w przyszłość energetyki odnawialnej innej niż hydroenergetyka w realiach armeńskiej gospodarki. Z wolna zaczyna on jednak

³⁹⁸ Армения добивается успеха в сфере солнечной энергетики: 10 станций уже сданы в эксплуатацию, <https://www.lragir.am/ru/2019/11/11/160328/>, dostęp: 10.12.2020.

ustępować. Potwierdzeniem zmian mentalnych pod tym względem są wydawane pozwolenia na budowę farm solarnych. Do 2019 roku było to 39 koncesji na obiekty do 5 MB, o łącznej mocy 110 MW. W 2019 roku rozstrzygnięto postępowanie dotyczące budowy farmy o mocy 55 MW oraz ustalono planowaną lokalizację 5 dla obiektów o potencjale do 120 MW³⁹⁹.

Zwracają uwagę regulacje dotyczące przepisów prawnych z posiadaniem instalacji mogącej pracować poza siecią. Zgodnie z nimi osoba fizyczna mogła stawiać obiekty o mocy do 150 kW, natomiast prawna do 500 kW. W połowie 2019 roku były to 1233 instalacje, z czego jednak przytłaczająca większość posiadała swoje przyłącze sieciowe. Łącznie dysponowały one mocą 19,3 MW⁴⁰⁰. Ich integracja z systemem elektroenergetycznym nie jest dziełem przypadku. Potwierdzeniem tego są starania i inicjatywy podejmowane przez rząd na gruncie legislacyjnym. Świadczą o dostrzeżeniu potencjału, jaki tkwi w mikrogeneracji fotowoltaicznej, także tej off gridowej⁴⁰¹.

Nadmieniane moce wytwórcze są to póki co wielkościami nieosiągalnymi w miejscowej energetyce wiatrowej. W Armenii czynne są obecnie tylko dwie farmy wiatrowe. Pierwsza z nich, Lori-1, ma moc 2,6 MW. Wytwarza ona rocznie od 1,9 mln kWh do 4,2 mln kWh w zależności od warunków pogodowych. Jej powstanie jest w niemałym stopniu zasługą zaangażowania się w projekty Iranu⁴⁰². Drugi obiekt to Arac. Obecnie jego działalność sprowadza się do dwóch uruchomionych jeszcze w 2015 roku turbin⁴⁰³. Zapowiedzi dotyczące powstania 100 nowych obiektów nie znalazły swego odzwierciedlenia w rzeczywistości⁴⁰⁴. Deklaracje i plany są niezwykle ambitne. Przeprowadzone monitoringi wykonane na Przełęczy Karachach w rejonie Szirak przez armeńsko-włoską spółkę Ar Energy⁴⁰⁵, które w zamyśle stanowią pierwszy etap przyszłej inwestycji, określiły możliwości parametryzowanej przestrzeni na 140 MW, natomiast firma ZOD Wind dokonując podobnych pomiarów na Przełęczy Sotk w prowincji Gegharkunik wskazała 20 MW⁴⁰⁶.

³⁹⁹ Ibidem.

⁴⁰⁰ СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА, <http://www.minenergy.am/ru/page/416>, dostęp: 14.11.2020.

⁴⁰¹ Ibidem.

⁴⁰² *Lori 1 Wind Power Plant*, <http://www.minenergy.am/en/page/454>, dostęp: 10.01.2020.

⁴⁰³ Armenia now has 2 wind turbines, <https://news.am/eng/news/310969.html>, dostęp: 14.01.2020.

⁴⁰⁴ Armenia to build 100 wind turbines, <https://www.evwind.es/2017/04/29/armenia-to-build-100-wind-turbines/59625>, dostęp: 14.01.2020.

⁴⁰⁵ The Future of Wind Power Development in Armenia, <https://www.construction.am/news/691-wind-power-development-in-armenia-wind-farms/>, dostęp: 14.11.2020.

⁴⁰⁶ Ibidem oraz ЕТРОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, <http://www.minenergy.am/ru/page/545>, dostęp: 14.11.2020.

3.2. Azerbejdżan

3.2.1. Konsumpcja paliw i energii elektrycznej

Zużycie paliw i energii elektrycznej w państwach producenckich, tj. dysponujących własnymi zasobami naturalnymi surowców energetycznych w wielkościach znakomicie przekraczających możliwości popytowe na rynku wewnętrznym, cechuje szczególne podejście do kwestii ich wykorzystywania. Wyróżnikiem jest wyższa niż można byłoby tego oczekiwać absorpcja tych dóbr. Dotyczy to zarówno konsumpcji indywidualnej, jak i instytucjonalnej. Standardowe determinanty popytu, takie jak stosunek ceny jednostki nośnika do zasobności portfela nabywcy, nie znajdują pełnego odzwierciedlenia w wielkości sprzedaży. Zapotrzebowanie wykracza ponad poziom zużycia właściwy dla regionu. Relacja udziału wydatków na zakup paliwa w stosunku do uzyskiwanego dochodu jest wyższa niż tam, gdzie nie dysponuje się takim potencjałem. Azerbejdżan jest tego miarodajnym przykładem. Podobnie jak i w innych państwach Środkowego i Bliskiego Wschodu eksportujących paliwa węglowodorowe, tak i tu dominuje podejście, zgodnie z którym oszczędne gospodarowanie nie należy do pryncypiów. Tłumaczyć można je m.in. utrwalonymi kulturowo zaszczościami historycznymi i wyrastającą z nich zasadą: „jeśli nie my, zrobi to kto inny”. Wypływają one tak z doświadczeń dających się określić mianem kolonialnych, jak i z przekonania o uprzywilejowanej pozycji, jaką daje posiadanie tego typu bogactw. Nie pozostaje to bez znaczenia dla tzw. śladu ekologicznego, który nie znajduje tu należytego zrozumienia jako niedający się pogodzić z przyjętą zasadą.

Ropa naftowa i jej produkty

Nadmieniony stan rzeczy znajduje swoje odzwierciedlenie w popycie wewnętrznym na paliwa węglowodorowe. W przypadku ropy naftowej i jej produktów od dekady kształtuje się on na poziomie oscylującym wokół 100 000 bbl/d⁴⁰⁷. W 2013 roku pułap ten został nieznacznie przekroczony, natomiast w 2017 roku odnotowano ponad 5-procentowy spadek w stosunku r/r do wielkości 92 000 bbl/d. Przyczyn tego stanu dopatrywać się można w kondycji gospodarczej państwa, co znajduje swoje odzwierciedlenie w danych makroekonomicznych Azerbejdżanu⁴⁰⁸. Przemysł będący głównym absorbentem nośników węglowodorowych wyraźnie ograniczył ich zużycie (rys. 74). Od 2018 roku popyt na rynku wewnętrznym wszedł w fazę wzrostową, czego wyrazem stała się przybierająca na sile z każdym miesiącem konsumpcja paliw ciekłych.

⁴⁰⁷ BP Statistical Review of World Energy 2018, s. 15.

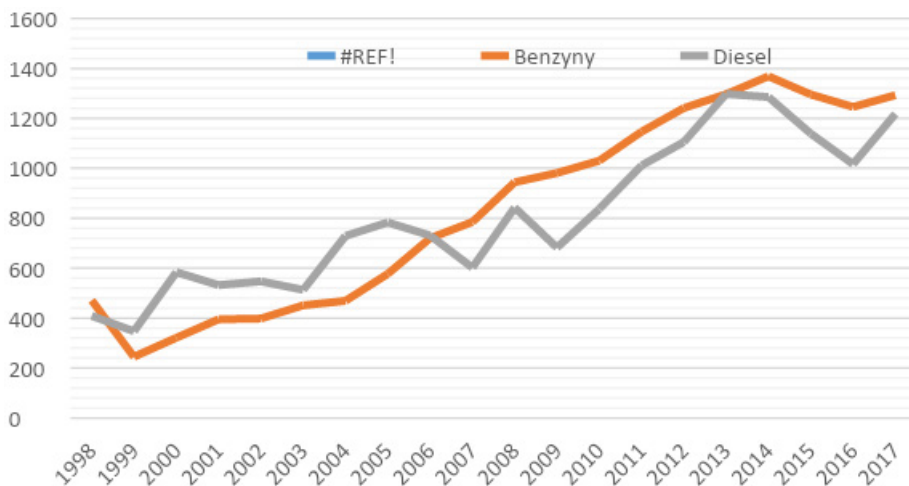
⁴⁰⁸ E. Mukhtarov, *The Economy of Azerbaijan in 2017 – Brief Overview*, Baku 2018, s. 5.

Rys. 74. Zużycie przez przemysł produktów naftowych w TJ

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Crude oil	323 204,5	317 328,5	260 851,9	266 040,8	273 453,0	267 850,7	283 403,4	289 652,0	279 947,3	259 016,5	253 733,1
Natural bitum and asphalt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Refinery gas	7 424,0	9 230,1	11 728,9	11 151,0	10 407,3	11 155,2	11 733,1	10 475,3	9 170,6	9 816,6	9 089,9
LPG	128,0	47,4	256,1	293,9	2 911,7	2 627,2	4 979,5	5 444,3	5 121,9	5 743,2	5 667,3
Motor gasoline	280,7	43,1	21,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Kerosene - type jet fuel	250,4	358,4	-	246,1	69,1	328,1	345,5	302,2	276,3	228,8	328,1
Other kerosene	895,6	1 080,8	133,5	4,3	4,3	736,3	986,0	163,7	430,6	564,0	86,1
Diesel fuel	2 009,1	1 872,5	1 070,6	610,1	597,3	558,8	648,4	627,1	593,0	1 318,1	1 032,3
Fuel oil	54 501,6	27 446,4	9 205,3	2 468,2	5 050,7	5 314,0	879,2	556,4	16 902,7	27 310,5	13 588,7
Naphtha	8 566,0	12 350,8	8 615,2	8 898,1	8 607,0	6 704,3	5 244,5	9 139,9	9 562,4	8 254,3	7 483,4
Petroleum coke	63,1	246,1	230,3	208,3	132,5	132,5	91,5	44,2	3,2	63,1	88,3
Bitumen	24,6	-	16,4	32,8	-	-	-	-	-	-	-
Lubricants	-	64,3	-	-	-	-	-	-	-	176,9	8,0
Other petroleum products	3 428,5	4 868,8	6 811,0	6 033,4	8 484,3	10 840,8	10 166,5	8 259,6	12 264,3	13 798,8	22 867,1

Źródło: opracowanie własne na podstawie Państwowego Komitetu Statystycznego Republiki Azerbejdżanu, <https://www.stat.gov.az> (dostęp: 10.10.2020).

Niemniej, popyt na te ostatnie pozostaje jednak bardziej związany z ogólną kondycją gospodarki krajowej niż ma to miejsce w przypadku benzyn. Jest to konsekwencja nadmienianej już struktury i znaczącego udziału, jaki zajmuje w przypadku paliw do silników dieslowskich przemysł, a w dalszej kolejności transport publiczny.

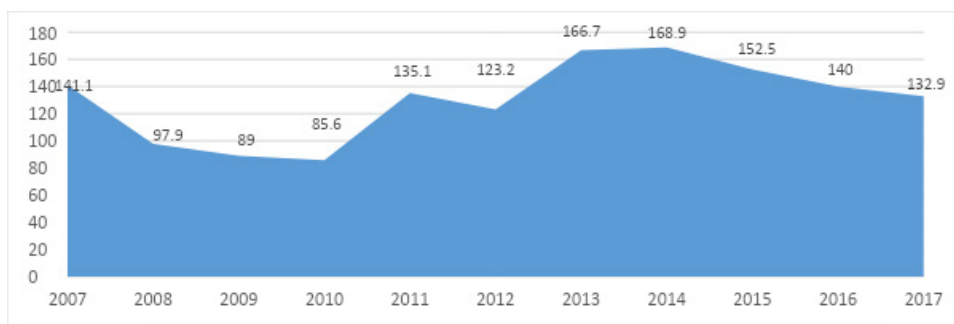


Rys. 77. Konsumpcja oleju napędowego i benzyn silnikowych w Azerbejdżanie w latach 1998-2018

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Azerbaijan Statistical Information Service.

Zwraca uwagę mniejsze, niż można byłoby się spodziewać, patrząc na zamożność mieszkańców Azerbejdżanu, zapotrzebowanie na LPG. Jest on coraz mniej popularny, co zważywszy także na omawianą w poprzednim podrozdziale strukturę motoryzacyjną Azerbejdżanu może uchodzić za regionalną specyfikę.

W ostatniej dekadzie można byłoby wręcz wspomnieć o ponad 35-procentowym wzroście, a więc niemalże identycznym jak w przypadku benzyn. Niemniej,

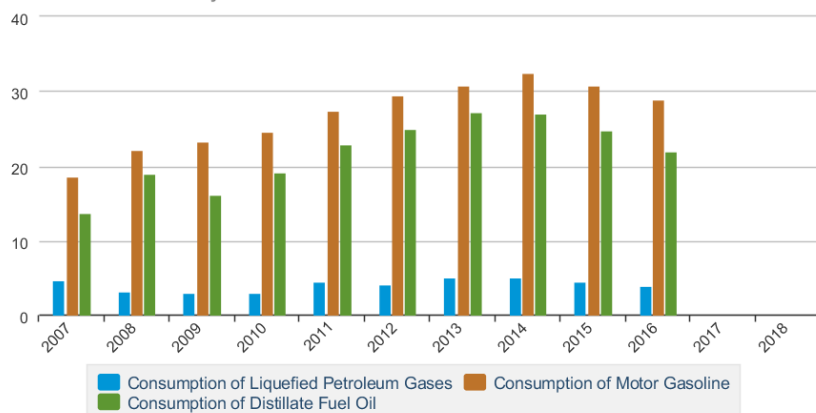


Rys. 78. Konsumpcja LPG w latach 2007–2017 (w tys. ton)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Azerbaijan Statistical Information Service.

Azerbaijan

Thousand Barrels Per Day



Source: U.S. Energy Information Administration

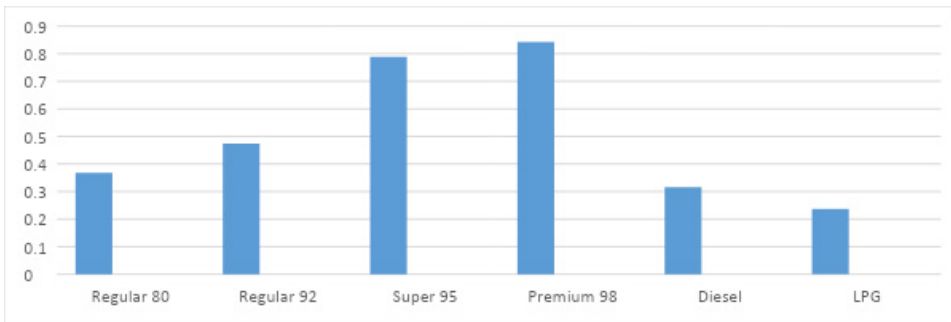
Rys. 79. Azerbejdżan – konsumpcja paliw naftowych 2007–2017

Źródło: opracowanie własne na podstawie EIA.

obraz statystyczny nie do końca odzwierciedla rzeczywistość. W 2007 roku odnotowano bowiem potężny spadek popytu na LPG, który w przypadku innych paliw węglowodorowych nie wystąpił⁴¹⁰. Stąd też, oceniając trend w dłuższym przedziale czasowym i zestawiając dane z pozostałymi ciekłymi paliwami węglowodorowymi, zainteresowanie LPG rośnie wolniej. Jednym z wyjaśnień jest odmienna niż w pozostałych państwach Południowego Kaukazu polityka cenowa w obszarze paliw płynnych. W sprzedaży obecne są benzyny o wartościach oktanowych 80 oraz 92. W ich przypadku stawki regulowane są odgórnie. Ze względów politycznych utrzymywane są na poziomie o ponad połowę niższym niż lepsze gatunkowo paliwa. Jest to oferta rządowa kierowana do właścicieli starszych pojazdów. Zwykle nie są to osoby dobrze sytuowane, a jednostki napędowe ich samochodów nie wymagają lepszych nośników. W rezultacie benzyny te są konkurencyjne w stosunku do LPG, a zapewniają ważny dla miejscowej kultury motoryzacyjnej komfort w postaci możliwości zachowania większej przestrzeni bagażowej. Zwraca uwagę relacja między cenami paliwa do silników o zapłonie iskrowym a samoczynnym. W przypadku tego ostatniego jest ono tańsze o ponad połowę. Jest to z pewnością jedna z okoliczności, które przyczyniły się do spadku popytu na LPG, jaki daje się zauważyć od 2014 roku (patrz rys. 79).

Nie bez znaczenia w przypadku LPG jest też szybko postępująca gazyfikacja kraju. Za jej sprawą korzystający z niego przez lata w gospodarstwach domowych odbiorcy indywidualni uzyskali dostęp do dystrybuowanego sieciowo gazu ziemne-

⁴¹⁰ Azerbaijan Statistical Information Service.



Rys. 80. Średnie ceny za litr na stacjach paliw w przeliczeniu na euro (stan na 7.05.2019 r.)

Źródło: opracowanie własne na podstawie raportów cenowych, W manatach – AI 80 – 0,70 AZN, AI 92 – 0,90 AZN, AI 95 – 1,50, AI 98 – 1,6 AZN, Diesel 0,60 AZN, LPG 0,45 AZN, <https://autotraveler.ru/azerbaijan/#.XNYTgI4zaM8>, dostęp: 7.05.2019.

go – paliwa tańszego w zakupie i zapewniającego większy komfort użytkowania⁴¹¹. Mniejsze, ale istotne znaczenie przypisać należałoby także rosnącej w Azerbejdżanie popularności CNG w środkach transportu.

Gaz ziemny

Wspomniane już w poprzednim podrozdziale stosowanie CNG jako paliwa w środkach transportu w Azerbejdżanie może uchodzić za nowość. W listopadzie 2014 roku otwarta została pierwsza stacja tankowania CNG. Przeznaczona była do obsługi autobusów zasilanych sprężonym metanem, na które podpisano kontrakt importowy we Włoszech. Przeznaczone zostały one do obsługi stolicy⁴¹². Wraz z uroczystym uruchomieniem wspomnianego punktu zakomunikowano o budowie przez SOCAR sześciu kolejnych obiektów o takim przeznaczeniu, powszechnie dostępnych także dla klientów niezwiązanych z komunikacją komunalną⁴¹³. Warto jednak podkreślić, CNG nie jest popularnym tu paliwem. Zainteresowanie nim w Azerbejdżanie nie znajduje swego odzwierciedlenia w skali, jaką można dostrzec w sąsiedniej Armenii. Jego udział na rynku paliw systematycznie rośnie, nadal ma jednak marginalne znaczenie dla wewnętrznej konsumpcji surowca na rynku krajowym.

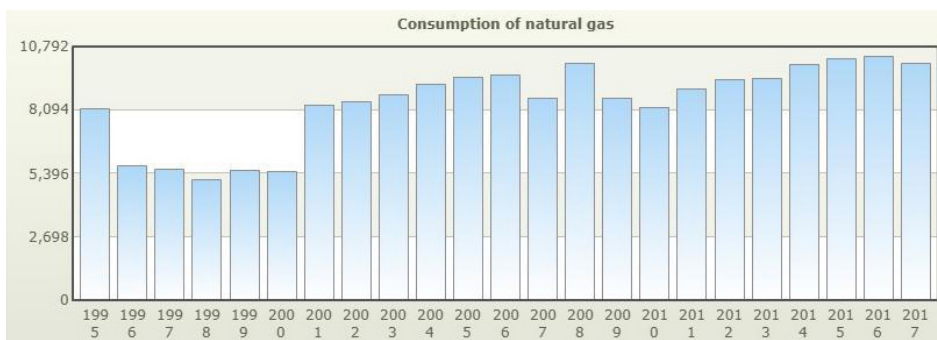
Popyt wewnętrzny gazu ziemnego w Azerbejdżanie jest znacząco większy niż w pozostałych państwach regionu. Zużycie *per capita* tego nośnika jest przeciętnie dwa razy wyższe niż w Armenii i Gruzji. Diferencja ta stopniowo się zmniejsza, ale nadal pozostaje wyraźna. Wynika to z niższej dynamiki wzrostowej konsumpcji

⁴¹¹ Tj. niewymagającego systematycznych wymian zbiorników.

⁴¹² R. Markowski, *CNG Begins in Azerbaijan*, <https://gazeo.com/up-to-date/news/2015/CNG-begins-in-Azerbaijan,news,8757.html>, dostęp: 7.05.2019.

⁴¹³ SOCAR *Opens Second CNG Station in Baku, Azerbaijan*, <https://www.ngvglobal.com/blog/socar-opens-second-cng-station-in-baku-azerbaijan-0825>, dostęp: 7.05.2019.

w Azerbejdżanie, co jest konsekwencją m.in. wcześniejszego rozwoju tu sieci dystrybucyjnych gazu, niż ma to miejsce w przypadku wspomnianych państw. Okoliczność ta łączy się z charakterystyką energetyczną miejscowego przemysłu. Nie brak także i innych czynników, których wpływ na poziom konsumpcji jest znaczący. Kluczowe znaczenie wśród nich ma obecność rezerw naturalnych surowca, nieograniczonych, patrząc przez pryzmat potrzeb własnych krajowej gospodarki. Jest to cecha stygmatyzująca państwa producenckie. Za przykład może uchodzić Turkmenistan, Katar, Bahrajn etc.⁴¹⁴ Nie bez znaczenia jest w tym przypadku także obecność w składzie ZSRR w okresie industrializacji kraju, co zdefiniowało specyfikę przemysłową Azerbejdżanu, a także tutejsza kultura energetyczna. Można ją wręcz określić mianem gazowo-naftowej, a jako jej wyróżnik wskazać ponad 50-procentowy udział „błękitnego paliwa” w konsumpcji energii pierwotnej. Przynależność do niej niekoniecznie musi być tożsama z posiadaniem własnych liczących się zasobów, czego dowodzi *casus* Białorusi, a biorąc pod uwagę wielkość produkcji – także Ukrainy⁴¹⁵. W 2017 roku w Azerbejdżanie ponad 65% energii uzyskiwanej z paliw pochodziło z gazu ziemnego. Strukturę konsumpcji gazu przedstawia rysunek 81.



Rys. 81. Konsumpcja gazu ziemnego w Azerbejdżanie w latach 1995-2017

Źródło: na podstawie danych Azerbaijan Statistical Information Service.

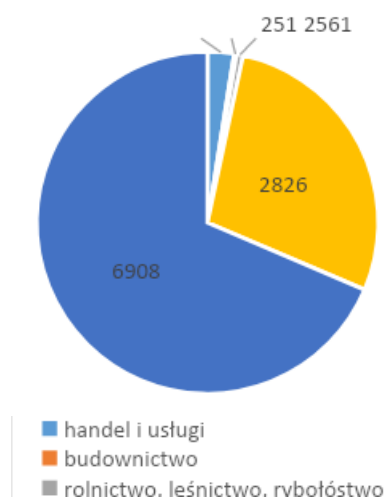
Na 10,07 mld m³ zużycia stosunkowo najmniejszy udział przypada transportowi. Przeznaczano zaledwie nieco ponad milion m³ na jego potrzeby⁴¹⁶. W przeważającej części wykorzystywany jest w rurociągach przesyłowych, a nie w komunikacji samochodowej. Stan ten posłużyć może za punkt odniesienia dla oceny popularności CNG jako paliwa. W 2015 roku dział ten miał według oficjalnych danych po-

⁴¹⁴ https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=0000000g&c=41000000200006000000000000g0002000000000000000001&tl_id=3002-A&vs=INTL.26-2-EURA-BCFA&cy=2016&vo=0&v=H&end=2017 dostęp:31.12.2020

⁴¹⁵ BP Statistical Review of World Energy 2018, s. 9.

⁴¹⁶ https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/004_1.3en.xls dostęp:31.12.2020

trzebać cztery razy więcej surowca, i to w przewozach drogowych⁴¹⁷, co wydaje się jednak mało prawdopodobne, zestawiając dane z lat wcześniejszych⁴¹⁸. W dalszej kolejności wśród obszarów aktywności gospodarczej, które absorbują stosunkowo niższe ilości gazu ziemnego, wymienić można budownictwo z popytem na poziomie 25 mln metrów sześciennych⁴¹⁹, a następnie rolnictwo 60 mln metrów sześciennych⁴²⁰ i handel wraz z usługami z zużyciem oscylującym wokół 250 mln metrów sześciennych⁴²¹. Kluczowe znaczenie dla zapotrzebowania na gaz ziemny w Azerbejdżanie ma przemysł. W 2017 roku jego potrzeby wynosiły 6,9 mln metrów sześciennych⁴²². Wielkość ta nie obejmuje gazu rafineryjnego, z którego korzystają zakłady przetwórstwa ropy naftowej.



Rys. 82. Azerbejdżan – odbiorcy gazu ziemnego (w mln m³) w 2017 roku

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Azerbaijan Statistical Information Service, https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/?lang=en#, dostęp: 22.05.2019.

Gros ze wspomnianej ilości gazu ziemnego wykorzystywana jest przez energetykę. Na jej potrzeby przeznaczane jest 5 667 mln m³, co odpowiada 82% konsumpcji przemysłu lub 52% łącznego zużycia krajowego. Zwraca uwagę pozycja, jaką zajmuje produkcja energii elektrycznej.

Zapotrzebowanie na gaz ziemny przez elektroenergetykę jest rezultatem struktury produkcyjnej i dominacji elektrowni nim zasilanych.

⁴¹⁷ https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/003_1.16en.xls dostęp:31.12.2020

⁴¹⁸ W 2013 i 2014 roku było to bowiem zużycie na poziomie 400 000 m³. Ibidem.

⁴¹⁹ https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/004_1.2en.xls dostęp:31.12.2020

⁴²⁰ https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/004_1.4en.xls dostęp:31.12.2020

⁴²¹ https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/004_1.5en.xls dostęp:31.12.2020

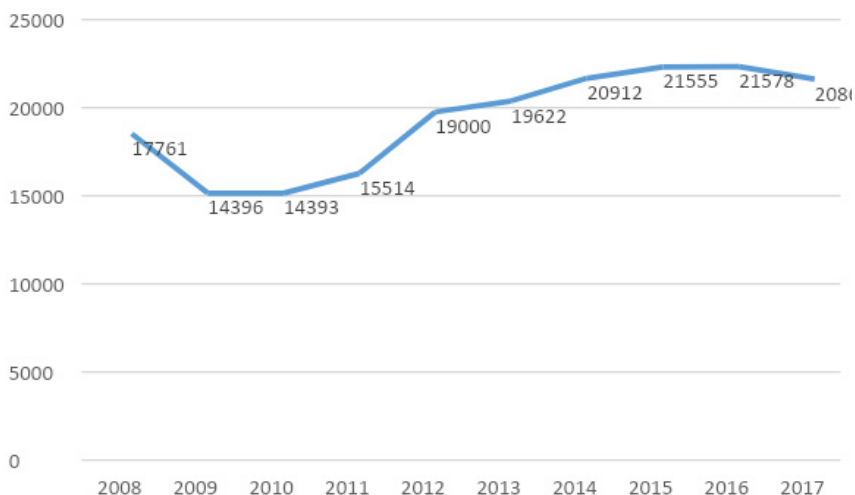
⁴²² https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/004_1.1en.xls, dostęp: 22.05.2019.

dzie, ale kształtowało się na zupełnie śladowym poziomie. Stąd też i wspomniane osiągnięcie nie wywarło znaczącego wpływu na miejscową gospodarkę.

Energia elektryczna

Zużycie energii elektrycznej w Azerbejdżanie oscyluje nieznacznie powyżej poziomu 20 GWh⁴²³. Wielkość ta obejmuje także straty, które przekraczają po 2017 roku nieznacznie próg 10%⁴²⁴. Daje się tu zauważyć wyraźny progres. W 2014 roku przy konsumpcji 20,91 GWh wynosiły one aż 3,36 GWh, a w 2017 roku przy poborze 20,86 GWh sięgały już tylko 2,25 GWh⁴²⁵. Oznacza to redukcję strat o 1/3 i to w okresie trzech lat. Jest to imponujący wynik, który uzyskano m.in. dzięki modernizacji sieci przesyłowych.

Wspomniany pułap 20 GWh utrzymuje się od 2014 roku. Od tego czasu zmiany r/r nie przekraczają 5–7%. Determinowane są przede wszystkim różnicami w warunkach pogodowych w poszczególnych latach. Kondycja gospodarcza państwa i panująca w nim koniunktura także nie pozostają tu bez znaczenia, lecz ich rola jest mniejsza, niż można byłoby wnioskować *per analogia*, zestawiając Azerbejdżan z innymi państwami. Przyczyn tego doszukiwać się można m.in. w braku pełnej



Rys. 85. Konsumpcja energii elektrycznej (z uwzględnieniem strat) w latach 2008–2017 (w GWh)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Azerbaijan Statistical Information Service, <https://www.azstat.org/portal/tblInfo/TblInfoList.do#>, dostęp: 26.05.2019.

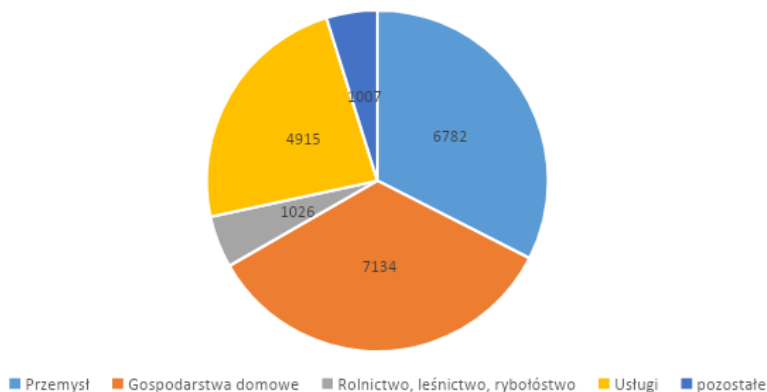
⁴²³ *Consumption of Electricity*, <https://www.azstat.org/portal/tblInfo/TblInfoList.do#>, dostęp: 15.07.2019.

⁴²⁴ *Losses*, https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/002_41-43en.xls, dostęp: 15.07.2019.

⁴²⁵ *Ibidem*.

równowagi na rynku i lekkiej przewadze strony popytowej nad podażową. Pewne wyjaśnienie daje również struktura tej konsumpcji.

Największym odbiorcą pozostają niezmiennie od lat gospodarstwa domowe. Przypada na nie ponad trzecia część krajowego zużycia⁴²⁶. Na dalszym miejscu lokuje się przemysł⁴²⁷, a następnie usługi⁴²⁸. Budownictwo czy rolnictwo, włączywszy w to leśnictwo i rybołówstwo, mają zupełnie drugorzędne znaczenie w stosunku do wymienionych.



Rys. 86. Struktura zużycia w milionach kWh

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Azerbaijan Statistical Information Service.

Ceny energii elektrycznej, tak jak i wszystkich pozostałych nośników oraz paliw, regulowane są odgórnie. Organem powołanym do wyznaczania ich poziomu pozostaje Rada ds. Taryf (cenowych) (az. Azərbaycan Respublikası Tarif (qiymət) Şurası). Są to decyzje *stricto* polityczne i podejmowane są przez takie też czynniki. W przypadku energii elektrycznej zapadają tak rzadko, jak to tylko możliwe: po raz ostatni w 2016 roku, a wcześniej w 2007 roku. Obowiązujące obecnie ceny za kWh to 0,043 AZN w hurcie i 0,07 AZN w detalu, co odpowiada 0,02 USD i 0,04 USD⁴²⁹. Mogą uchodzić za jedne z najniższych w świecie. Zmiana w 2016 roku oznaczała dla odbiorców indywidualnych podniesienie cen o 15% w stosunku do wcześniej obowiązujących⁴³⁰. Wprowadzenie jej nie pozostało bez wpływu na obniżenie kon-

⁴²⁶ https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/004_1.6en.xls dostęp: 26.05.2019.

⁴²⁷ https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/004_1.1en.xls. Największym odbiorcą jest metalurgia metali nieżelaznych, a dalej przemysł spożywczo-przetwórczy. *Energy of Azerbaijan 2018*, Baku 2018, s. 96.

⁴²⁸ https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/004_1.5en.xls dostęp: 26.05.2019.

⁴²⁹ *New Tariffs for Electricity to Take Effect in Azerbaijan July 15*, <https://en.trend.az/business/economy/2557662.html> dostęp: 26.05.2019.

⁴³⁰ The TARIFF (PRICE) COUNCIL OF THE AZERBAIJAN REPUBLIC RESOLUTION № 3, <http://www.tariffcouncil.gov.az/?/en/resolution/view/5/2007>, J dostęp: 26.05.2019. anuary 06, About Regulation of the electricity tariffs within the Republic. dostęp: 26.05.2019.

sumpcji i to nie tylko w segmencie gospodarstw domowych. Spadek odnotowano także w usługach i przemyśle, niezależnie od odczuwalnej w drugiej połowie 2016 i w 2017 roku poprawy koniunktury. Dowodzi to niezwykle niewralgicznego znaczenia, jakie posiadają koszty generowane przez energię elektryczną dla społeczeństwa.

3.2.2. Produkcja paliw i energii

Ropa naftowa i paliwa płynne

Podjmując problematykę zaopatrzenia energetycznego Republiki Azerbejdżanu, nie sposób pominąć istniejących na tych ziemiach tradycji związanych z wydobyciem ropy naftowej. Dzieje eksploatacji tego surowca w świecie ściśle wiążą się z obszarem tegoż państwa. Łatwo dostępne, powierzchniowe złoża przykuwały uwagę naszych przodków od tysiącleci. Początki przemysłowej eksploatacji tutejszych zasobów sięgają starożytności. W średniowieczu ok. X wieku produkcja sięgała 4 tysięcy ton⁴³¹.

Ten imponujący, zważywszy na ograniczone zastosowanie surowca, poziom wydobycia utrzymywał się aż do połowy XIX wieku, czyli do nastania wielkiego bo-omu naftowego. Wywołany raptownym wzrostem popytu na ten surowiec miał też tu swoje centrum. To właśnie w Baku dokonano pierwszego odwiertu, docierając do ropy bez użycia, jak to czyniono dotąd, łopat. Eksploatacja lokalnych złóż sięgała wówczas *circa* 81 mln bbl rocznie, co odpowiada 220 000 bbl/d.

Na przełomie XIX i XX wieku z terenów Azerbejdżanu pochodziła ponad połowa ropy wykorzystywanej na świecie, a swe fortuny budowali Noblowie⁴³², Rothschildowie czy Zgleniecki, a potężne inwestycje starali się zrealizować Rockefellerowie⁴³³. W 1941 roku pobito swoisty rekord, wydobywając 23,5 mln ton (*circa* 460 000 bbl/d), wyrównany dopiero po bez mała 65 latach. Podczas drugiej wojny światowej ponad 80% materiałów pędnych i smarów dostarczanych na front wschodni miało swoje źródło w Baku i okolicy. W 1947 roku, a więc niemal wiek po dokonaniu wspomnianego pionierskiego odwiertu, uruchomiona została pierwsza w świecie morska platforma wydobywcza⁴³⁴.

⁴³¹ Do XIX wieku utrzymywała się na poziomie 0,25 mln pudów, co odpowiada wspomnianym 28 tys. baryłek. T. Świętochowski, *Azerbejdżan*, Warszawa 2005, s. 27.

⁴³² Posiadał on bowiem 12% udziałów w rodzinnej Kompanii naftowej kontrolującej przeszło 50% miejscowego wydobycia w czasach, gdy ceny surowca wspięły się na nieosiągnięty już nigdy później poziom, przekraczając w 1864 roku 8 USD za baryłkę, co odpowiadałoby wartości 112–113 dzisiejszych USD. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, CRUDE OIL PRICES 1861–1999 – przeliczając wartość 1 USD z 1864 roku na 14,2 USD w końcu 2006 roku. Co odpowiada wskazaniu 10,7 USD w 1999 roku jako wartości 1 USD z 1864 roku powiększonego kolejno o stanowiące przez FED średnie roczne stopy redyskontowe z lat 2000–2006.

⁴³³ M.Y. Mir-Babayev, *Baku Baron Days*, Azerbaijan International, Summer 2004 (12.2), s. 82–85.

⁴³⁴ B.P. Azerbaijan Strategic Performance Unit Presentation, May 2007.

Z czasem pozycja obszarów Azerbejdżanu jako ośrodka wydobycia ropy naftowej słabła. Nawet w obrębie samego ZSRR przestała mieć wiodące znaczenie. Jego miejsce zajął rejon Wołżańsko-Uralski, a następnie Zagłębie Zachodniosyberyjskie⁴³⁵. Spośród innych republik radzieckich, poza Rosyjską SRR, pod względem ilości wydobywanego surowca ustępował także Kazachstańskiej SRR⁴³⁶ itd.

Wybicie się Azerbejdżanu na niepodległość i pierwsze lata samodzielnego bytu państwowego były niezwykle trudne dla miejscowego sektora wydobywczego. Rozpad ZSRR był tożsamy z zerwaniem przytłaczającej większości kontaktów handlowych, a ich odbudowa wymagała czasu. Zwykle jednak traciły rację bytu i nie były przywracane. Przyczyną tego, skądinąd powszechnego wówczas zjawiska w gospodarce niemal wszystkich postradzieckich państw, była likwidacja politycznego kreatora i spoiwa tych powiązań. Dla branży naftowej w Azerbejdżanie bolesna była nie tylko utrata odbiorców, lecz także pokaźnej części serwisu technicznego sprowadzanego w czasach radzieckich z innych republik – głównie Rosyjskiej SRR i Ukraińskiej SRR. Restrukturyzacji i odbudowie nie sprzyjał toczący się konflikt zbrojny z sąsiednią Armenią i niestabilna sytuacja wewnętrzna państwa. Wydobywanie zaspokajało potrzeby własne Azerbejdżanu. Możliwości eksportowe zawężone zostały do zupełnego minimum.

Do zasadniczej zmiany sytuacji doszło po podpisaniu tzw. kontraktu stulecia w 1994 roku. Parafowano go 20 września 1994 roku⁴³⁷. Porozumienie zawarto na okres 30 lat. Stanowiło o przekazaniu na ten czas przez rząd Azerbejdżanu zawiązanemu w tym celu konsorcjum Azerbaijan International Operating Company (dalej: AIOC) koncesji eksploatacyjnej na trzy złoża: Azeri, Chirag i głębokowodną część Gunashli⁴³⁸. Łączne pokłady zalegających w nich zasobów naftowych szacowane były wtedy na 511 mln ton, co odpowiadało *circa* 3,7 mld baryłek⁴³⁹.

Umowa zagwarantowała Azerbejdżanowi partycypowanie w zyskach z wydobywanej ropy przez cały okres swego trwania⁴⁴⁰. Odtąd miał je otrzymywać z trzech niezależnych od siebie tytułów: prawa własności (stanowiącego tu najważniejsze źródło finansowych wpływów), wkładu inwestycyjnego w uruchomienie eksploatacji i podatków (odprowadzanych przez konsorcjum w wysokości czwartej części

⁴³⁵ С. Ермолаев, *Формирование и развитие нефтегазовой зависимости Советского Союза*, Москва 2017, s. 18–19.

⁴³⁶ История казахстанской нефтяной отрасли, <http://www.neftegaz.kz/analitik-articles/istoriya-kazaxstanskoy-neftyanoj-otrasli.html>, dostęp: 20.07.2018.

⁴³⁷ Хроника..., op. cit., s. 2; *An Oil Deal by Azerbaijan*, "The New York Times", 20 September 1994; A. Salpukas, *Huge-Scale Caspian Oil Deal Signed, Azerbaijan*, "The New York Times", 21 September 1994; a przede wszystkim: *Контракт, которого ждали*, "Бакинский рабочий", 23 września 1994, s. 1.

⁴³⁸ *Ropny kontrakt stulecia*, „Gazeta Wyborcza”, 21 września 1994, s. 16.

⁴³⁹ Po późniejszej korekcie 734 mln ton, czyli 5,4 mld baryłek; por. *Kontrakt, ktorogo...*, op. cit., s. 1.

⁴⁴⁰ *Указ Президента Азербайджанской Республики об итогах...*, op. cit., s. 1.

uzyskiwanych profitów)⁴⁴¹. Łącznie przychody Azerbejdżanu sięgały 80% dochodu, jaki otrzymywał z pozyskiwanego przez siebie surowca AIOC⁴⁴². Zresztą państwo było w nim obecne poprzez reprezentującą go narodową kompanię naftową.

SOCAR zachowywał w nim 20%⁴⁴³ udziału⁴⁴⁴, a jego partnerami w tym gigantycznym projekcie zostały⁴⁴⁵: brytyjskie Ramco – 2,08%⁴⁴⁶ i British Petroleum – 17%⁴⁴⁷, norweskie Statoil – 8,6% i Den Norske Stats Oljeselskap AS – 1,68%, turecki Turkish Petroleum Co. – 1,7%, amerykańskie koncerny Amoco Corp. – 17%, Pennzoil Co. – 9,8%⁴⁴⁸, Unocal Corp. – 9,5%, McDermott International Inc. – 2,4%⁴⁴⁹, saudyjska Delta Nimir – 2% oraz rosyjski Łukoil – 10%⁴⁵⁰.

Dodatkowo Azerbejdżan otrzymywał gaz towarzyszący wydobywanej ropie naftowej⁴⁵¹ oraz ten eksploatowany odrębnie⁴⁵². Nie wyczerpywało to bynajmniej profitów, jakie przynosił mu kontrakt. Przewidywał on bowiem także bezpośrednią subwencję w kwocie 300 mln USD⁴⁵³. Z czego 80 mln USD konsorcjum wypłaciło natychmiast po parafovaniu umowy, następne 70 mln USD miało przekazać po zatwierdzeniu jej przez parlament, kolejne 75 mln USD – w chwili, kiedy produkcja ze wskazanych złóż osiągnie pułap 40 000 baryłek dziennie, co spodziewano się osiągnąć w ciągu 18 miesięcy, i ostatnie 75 mln USD – po uruchomieniu eksportu rurociągiem⁴⁵⁴.

⁴⁴¹ Контракт, которого..., op. cit., s. 2.

⁴⁴² Dokładniej rzecz ujmując ropę naftową; Указ Президента Азербайджанской Республики об итогах, op. cit., s. 1.

⁴⁴³ Choć SOCAR otrzymał zamiast 30% udziałów w konsorcjum, jak to miało miejsce w niedoszłym do skutku kontrakcie sprzed roku, tylko 20%, zarzuty sugerujące regres w stosunku do tamtego porozumienia, są niepoważne. Decydował o tym, jak i o korzyściach płynących dla Azerbejdżanu z umowy, każdy ze współtworzących ją elementów i też tylko jako całość mogły być rozpatrywane.

⁴⁴⁴ Wiosną 1995 roku przekazał 5% swoich udziałów amerykańskiemu koncernowi Exxon i tyle samo tureckiemu TPAO.

⁴⁴⁵ Контракт, которого..., op. cit., s. 2, w którym precyzyjnie wymieniono udziały procentowe.

⁴⁴⁶ Opuściła AIOC w 2000 roku, przekazując swe udziały saudyjsko-amerykańskiej Delta Hess.

⁴⁴⁷ BP i AMOCO połączyły się w 1998 roku, figurując dalej pod szyldem BP.

⁴⁴⁸ Przemianowany na Devon Energy.

⁴⁴⁹ Sprzedał swoje udziały japońskiemu koncernowi Itochu.

⁴⁵⁰ W 2002 roku sprzedał on swoje udziały japońskiemu koncernowi INPEX.

⁴⁵¹ Naturalne rezerwy określono na 55 mld m³; Указ Президента Азербайджанской Республики об итогах, op. cit., s. 1.

⁴⁵² Naturalne rezerwy określono na 90 mld m³; Указ Президента Азербайджанской Республики об итогах op. cit., s. 1.

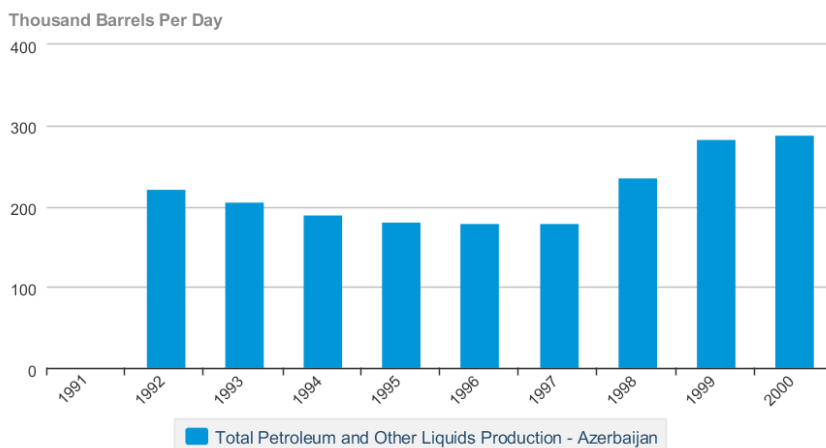
⁴⁵³ Контракт, которого..., op. cit., s. 2, a także B. Bahree, *Konsorcjum zachodnich firm ma wydobywać ropę naftową w Azerbejdżanie*, „The Wall Street Journal Europe”, dodatek do „Gazety Wyborczej”, 26 września 1994, s. 7.

⁴⁵⁴ Do porozumienia w tej kwestii doszło rok później na zasadach satysfakcjonujących również stronę rosyjską: D. Southerland, *Companies Offer Azerbaijan Oil Compromise; Consortium Decides On Two Export Pipeline Routes to Satisfy Russian, Turkish Ambitions*, „The Washington Post” 10 October 1995, s. 16.

Ratyfikowanie porozumienia nie przełożyło się z dnia na dzień na poziom wydobycia. Oscylował na poziomie 200 000 bbl/d, co było odzwierciedleniem fatalnej kondycji, w jakiej znajdowało się górnictwo naftowe w Azerbejdżanie. Wielkość ta pozostawała zupełnie nieadekwatna do potencjału, wspominając chociażby nadmienione 480 000 bbl/d z 1941 roku. Pozyskanie źródeł finansowania restauracji infrastruktury wydobywczej oraz wnoszone przez konsorcjantów AIOC inwestycje w park maszynowy, a także badania geologiczne nie od razu przełożyły się na stan up stream w Azerbejdżanie. Przez kolejne trzy lata produkcja naftowa spadła poniżej 200 000 bbl/d. Sytuacja zaczęła poprawiać się począwszy od 1998 roku. Wtedy też osiągnięto najwyższy w dziejach niepodległego Azerbejdżanu wynik 237 000 bbl/d, oznaczało to podniesienie poziomu ponad ten z pierwszego roku samodzielnego bytu państwowego. Nie bez wpływu na ten stan rzeczy było uruchomienie eksploatacji ze złoża Chirag, pierwszej z platform morskich obsługujących kompleks Azeri-Chirag-Gunashli (dalej ACG)⁴⁵⁵.

Przeniesienie głównego akcentu na tzw. produkcję przybrzeżną było koniecznością ze względu na długoletnie eksploatacje złóż nabrzeżnych i coraz silniej odczuwalne ich wyczerpywanie się. Według szacunków przez ostatnie półtora wieku wydobyto w Azerbejdżanie ponad 2 mld ton, czyli około 15 mld bbl⁴⁵⁶, z czego

Total Petroleum and Other Liquids Production - Azerbaijan



 Source: U.S. Energy Information Administration

Rys. 87. Azerbejdżan – wydobycie ropy naftowej i pozostałych płynnych węglowodorów w latach 1992-2000

Źródło: EIA.

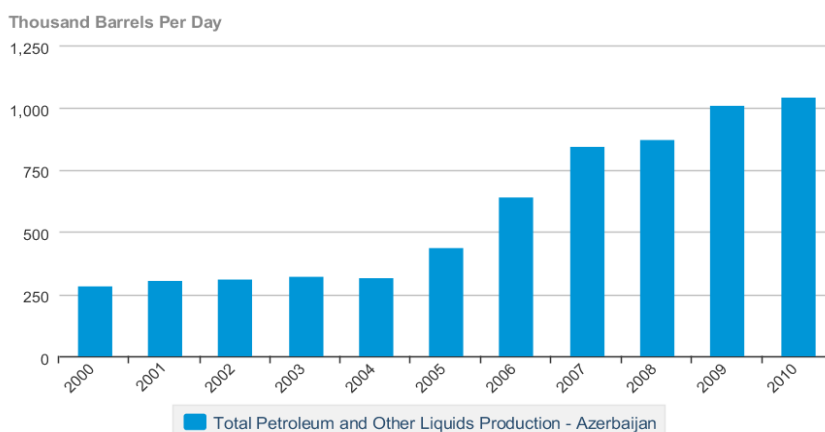
⁴⁵⁵ <https://www.offshore-technology.com/projects/acg/> dostęp: 26.05.2020.

⁴⁵⁶ W okresie do maja 2018 roku; *Azerbaijan Reveals Volume of Oil Output during Entire Production Period*, https://www.azernews.az/oil_and_gas/132790.html dostęp: 26.05.2020.

zdecydowaną większość właśnie z najłatwiej dostępnych zasobów podpowierzchniowych na lądzie.

Lata 1999–2004 charakteryzowały się powolnym, lecz stabilnym wzrostem. Progres był niewielki, mieścił się w przedziale od 2% do 6%. Jedynie w 2004 roku odnotowano stagnację. Sytuacja w dużej mierze determinowana była możliwościami eksportowymi. Perspektywa uruchomienia ropociągu Baku–Tbilisi–Ceyhan (dalej BTC) i synchronizowane z tym wydarzeniem rozpoczęcie eksploatacji kolejnych pól naftowych ACG niosły za sobą zasadnicze zmiany. W 2006 i 2007 roku średni wolumen dziennego wydobycia podniósł się o 200 000 bbl. Podobny wzrost odnotowano także w 2009 roku. Po raz pierwszy w dziejach osiągnięto pułap miliona bbl/d. Rezultat ten nieznacznie jeszcze poprawiono w roku następnym. Było to zakładane maksimum, którego nie zamierzano przekraczać.

Total Petroleum and Other Liquids Production - Azerbaijan



 Source: U.S. Energy Information Administration

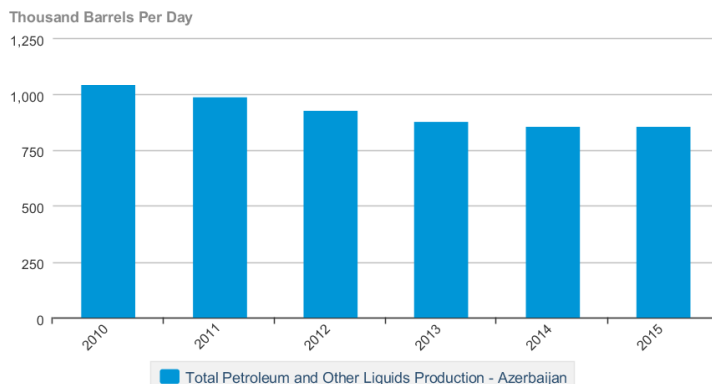
Rys. 88. Azerbejdżan – wydobycie ropy naftowej i pozostałych płynnych węglowodorów w latach 2000-2010

Źródło: EIA

Kolejne lata przyniosły spadek wydobycia do 900 000 bbl/d, a następnie poniżej 800 000 bbl/d. Ograniczenia produkcji determinowane przez stan rezerw były jego odzwierciedleniem. Nadmieniane pierwotne prognozy dotyczące zasobności ACG określające je na 3,7 mld skorygowano do 5,4 mld bbl⁴⁵⁷. Od uruchomienia pierwszej z platform w 1997 roku ilość pozyskanego stąd surowca nieznacznie odbiega od niżej wskazanych. Zgodnie z planem Chirag-1 ma przejść w stan spoczynku w 2014 roku. Po niej kolejne platformy, aż do zupełnego wygaszenia wydobycia z ACG.

⁴⁵⁷ <https://www.offshore-technology.com/projects/acg/> dostęp: 30.12.2020

Total Petroleum and Other Liquids Production - Azerbaijan



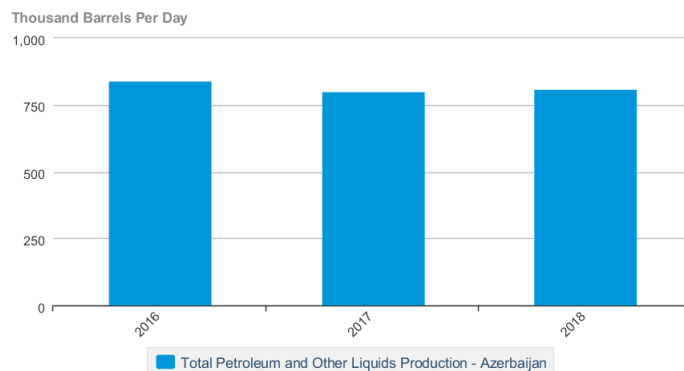
 Source: U.S. Energy Information Administration

Rys. 89. Azerbejdżan – wydobycie ropy naftowej i pozostałych płynnych węglowodorów w latach 2010-2015

Źródło: EIA

Redukcja wydobycia kontynuowana była także w kolejnych latach. Proces prowadzono bardzo transparentnie, informując o nim nie tylko kontrahentów SOCAR-u, lecz także opinię publiczną⁴⁵⁸. W istocie produkcję r/r zmniejszono nieznacznie.

Total Petroleum and Other Liquids Production - Azerbaijan



 Source: U.S. Energy Information Administration

Rys. 90. Azerbejdżan – wydobycie ropy naftowej i pozostałych płynnych węglowodorów w latach 2016-2018

Źródło: EIA.

⁴⁵⁸ S. Israfilbayova, *Azerbaijan Reduces Oil, Natural Gas Production*, https://www.azernews.az/oil_and_gas/125939.html, dostęp: 28.06.2018.

Zmiany te przełożyły się bezpośrednio na kurs baryłki. Powstała w 2015 roku wyraźna nadwyżka produkcji nad konsumpcją. W 2016 roku przy dalszym nieznanym utrzymaniu przewagi podażowej ceny spadły do najniższego w dekadzie poziomu. Za baryłkę Azeri płacono wiosną 2016 roku poniżej 40 USD/bbl.

Dla Azerbejdżanu oznaczało to spadek rentowności wydobycia, a pośrednio także i przerobu rafineryjnego. Zważywszy na strukturę dochodów tego państwa i pierwszoplanową rolę, jaką pełni w niej sektor paliwowy, był to poważny cios dla całej gospodarki⁴⁶⁰. Odzwierciedlają to dane makroekonomiczne dotyczące PKB.

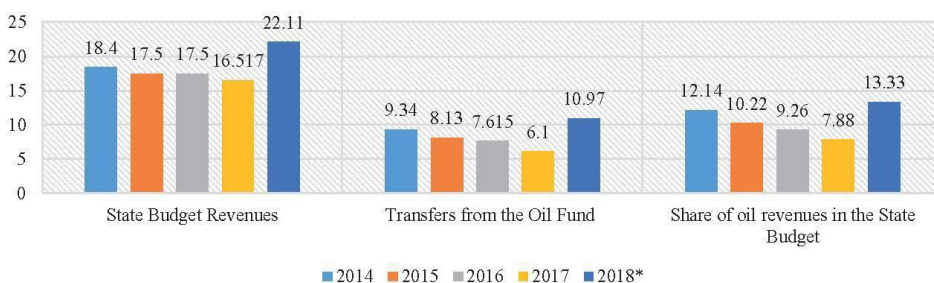
Zgodnie z prowidzorem budżetowym na ten rok wpływy z tytułu sprzedaży ropy naftowej i jej produktów odpowiadać miały za 45% przychodów państwa. Kalkulacje oparto na ostrożnych prognozach powstałych w pierwszych miesiącach 2015 roku



Source: Asian Development Bank. *Asian Development Outlook 2019*

Rys. 93. Azerbejdżan – Dynamika zmian wzrostu PKB

Źródło: Asian Development Bank, <https://www.adb.org/countries/azerbaijan/economy#tabs-0-0> dostęp: 31.12.2020.



Rys. 94. Azerbejdżan – budżet państwa i wpływy z Funduszu Naftowego

Źródło: Azerbaijan Statistical Information Service

⁴⁶⁰E. Mukhtarov, op. cit.

i zakładających utrzymanie kursu na poziomie oscylującym wokół 50 USD/bbl⁴⁶¹. Powstały niedobór miał swoje wymierne przełożenia w kwotach, które wpływały z Funduszu Naftowego.

Gaz ziemny

Gaz ziemny zajmuje kluczową pozycję wśród bogactw naturalnych Azerbejdżanu. Początki wydobycia i wykorzystania tego surowca sięgają pierwszej połowy XX wieku. Ustanowienie władzy radzieckiej zbiegło się z czasem z początkami eksploatacji na skalę przemysłową. Od kilku milionów metrów sześciennych w 1923 roku do 2,5 bcm w 1925 roku i 3,2 bcm w 1940 roku⁴⁶². Lata 50. i 60. XX wieku przyniosły pod tym względem rewolucyjne zmiany. Łączyć je należy z jednej strony ze stopniowym zagospodarowaniem nabrzeża i prowadzonymi w jego ramach intensywnymi geologicznymi pracami poszukiwawczymi, a z drugiej z działaniami tego typu w pasie przybrzeżnym. Przyniosły one szereg odkryć złóż gazowo-naftowych. Wśród nich wymienić można m.in. Gum-Deniz, Sangachal-Divanni-Deniz-Khara-Zira, Bulla-Deniz itd.⁴⁶³ Stopniowo uruchamiano ich eksploatację. Znalazło to swoje odzwierciedlenie w sukcesyjnym wzroście wydobycia surowca, co z kolei skutkowało napływem środków i nowymi inwestycjami. Nie bez znaczenia pozostawał postęp techniczny tak w obszarze eksploracyjnym, jak i eksploatacyjnym. Pierwszy przyniósł wiedzę na temat istnienia złóż znanych obecnie jako Kurovdag, Mishovdag, Kursanga, Garabaghly, Galmaz, Garabagh oraz innych pomniejszych zasobów, natomiast ostatni możliwości sięgnięcia po węglowodory. W przypadku gazu coraz istotniejszego znaczenia nabierało rozszerzające się spektrum wykorzystania go w przemyśle. Utylitarny wymiar, jaki zyskiwał, nie pozostawał bez wpływu na percepcję jego odbioru. Nie był już jednoznacznie postrzegany jedynie jako dodatkowy profit związany z ropą naftową i jej wydobyciem. Kierownictwo partyjne zaczęło go uznawać za pełnowartościowy produkt. Zmiana stosunku do tego paliwa łączyła się silnie z nadziejami, jakie wiązano z nim jako elementem pomocnym w industrializacji Kraju Rad, a w wymiarze lokalnym – regionu Południowego Kaukazu. Polityczna koniunktura na „błękitne paliwo” w ZSRR przyczyniła się do dalszego rozwoju sektora. Wprowadzono niewykorzystywane dotąd technologie umożliwiające odwierty na szelfie na większych głębokościach⁴⁶⁴. Dotąd barierą praktycznie niemożliwą do pokonania przy wykorzystaniu używanego sprzętu był

⁴⁶¹ *Crude Oil Price in the 2016 State Budget Will Decline by 45,0%*, <http://cesd.az/new/?p=9418> dostęp: 31.12.2020

⁴⁶² *The Outlook for Azerbaijani Gas Supplies to Europe: Challenges and Perspectives*, Oxford 2015, s. 6. Por. także: J. Bowden, *Azerbaijan: From Gas Importer to Gas Exporter*, [w:] *Russian and CIS Gas Markets and Their Impact on Europe*, Oxford 2009, s. 206.

⁴⁶³ *History of Development of Oil Industry*, http://www.azerbaijan.az/portal/Economy/OilStrategy/oilStrategy_02_e.html, dostęp: 18.07.2019.

⁴⁶⁴ *The Development of the Oil and Gas Industry in Azerbaijan*, dostęp: 19.07.2019.

poziom 40 m pod powierzchnią wody⁴⁶⁵. Od lat 70. rozpoczęto eksplorację szelfu do głębokości 200 m⁴⁶⁶, co przy panujących warunkach geograficznych, tj. ukształtowaniu terenu, pozwalało objąć pracami znaczące połacie przybrzeżne. W 1977 roku stanęła pierwsza głęboko wodna platforma wydobywcza⁴⁶⁷, a dwa lata później odkryto wielowarstwowe złożo Gunashli, stanowiące filar wspomnianego już pola ACG. W następnej dekadzie penetracja geologiczna prowadzona była na większych głębokościach. Przesunięcie wspomnianej granicy do 350 m zniosło wszelkie ograniczenia związane z penetracją geologiczną terenu oraz pracami wydobywczymi w części akwenu Morza Kaspijskiego związanymi z AzSRR⁴⁶⁸. Nowe odkrycia (Chirag w 1985, Azeri w 1988, Kapaz w 1989) oznaczały powiększenie potwierdzonych zasobów surowca do ponad 200 mld m³. Był to stan dający się określić mianem bilansu otwarcia niepodległej od 1991 roku Republiki Azerbejdżanu.

Kluczowe znaczenie dla zagospodarowania odkrytych jeszcze w czasach radzieckich złóż miał omawiany już „kontrakt stulecia”, czyli umowa, którą podpisał Azerbejdżan z konsorcjum AIOC⁴⁶⁹. Porozumienie nie tylko zapewniało eksploatację ACG, lecz także infrastrukturę pozwalającą na jego zbyt. Uruchomienie wydobycia i powstanie BTE konfigurowało Azerbejdżan jako producenta i eksportera gazu ziemnego. Zmieniało to geopolitykę handlu surowcem w całej Azji Zachodniej⁴⁷⁰. Z Azerbejdżanem i jego zasobami nadzieje wiązała Unia Europejska. Stanowiły one podstawę powstania koncepcji gazociągu Nabucco. Jej organ wykonawczy Komisja Europejska (dalej KE) wsparła projekt i to bynajmniej nie tylko politycznie. Już na etapie planowania desygnowano na ten cel ponad 200 mln euro⁴⁷¹. Z importem błękitnego paliwa znad kaspijskich złóż łączyli kwestie bezpieczeństwa energetycznego swojej ojczyzny także polscy politycy⁴⁷².

W istocie dynamika wzrostowa wydobycia gazu ziemnego w Azerbejdżanie mogła imponować. Także wcześniejsze szacunki dotyczące wielkości zasobów naturalnych musiały zostać znacząco podniesione. Stało się to za sprawą odkrycia w 1999 roku potężnego złoża gazowego Shah Deniz⁴⁷³. Uruchomienie wydobycia

⁴⁶⁵ *History of Development of Oil Industry*, op. cit.

⁴⁶⁶ Pierwsze eksploatacyjne odwierty na taką głębokość przeprowadzono w 1981 roku. *The Development of the Oil and Gas Industry in Azerbaijan*, op. cit.

⁴⁶⁷ Ibidem.

⁴⁶⁸ Od 1991 roku Republiką Azerbejdżańską; por. P. Kwiatkiewicz, *Przemiany polityczne w Azerbejdżanie. Od republiki radzieckiej do niepodległego państwa*, Poznań 2018, s. 194.

⁴⁶⁹ Patrz podrozdział 3.2.

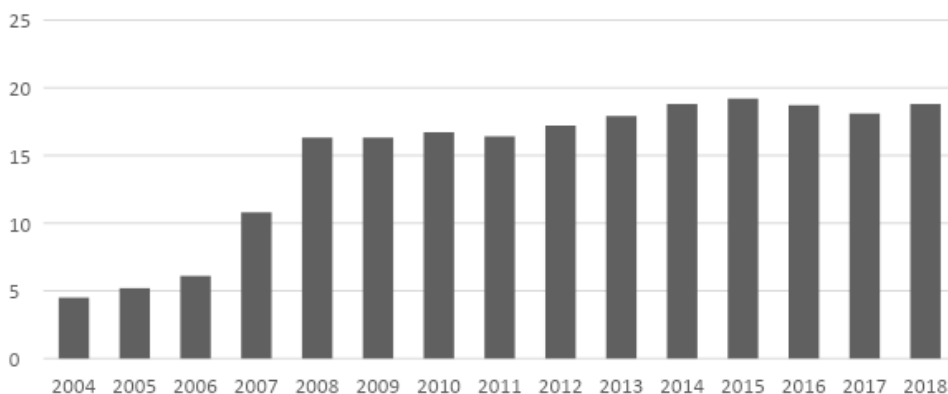
⁴⁷⁰ Termin rozumiany jako tzw. szeroko pojęty Bliski Wschód włączywszy w to Półwysep Anatolijski, Wyżynę Armeńską oraz Zakaukazie. Por. S. Jaszczuk, *Tablice Geograficzne*, Kraków 2007.

⁴⁷¹ *Gas Interconnection Gas Bridge between Asia & Europe (Nabucco)*, http://ec.europa.eu/energy/eep/projects/files/gas-interconnections-and-reverse-flow/nabucco_en.pdf, dostęp: 20.07.2019.

⁴⁷² *Wizyta Prezydenta Polski w Azerbejdżanie 30–31 marca 2007 r.*, <http://www.poloniam-baku.org/pl/akt.phtml?kacz>, dostęp: 20.07.2019.

⁴⁷³ *Shah Deniz Stage 1*, https://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/Shahdeniz/SDstage1.html, dostęp: 22.07.2019.

z niego skutkowało skokowymi zmianami. Z roku na rok produkcja ulegała zwielokrotnieniu. Od 2013 roku oscyluje ona wokół pułapu 18–19 mld m³. Wielkość ta nie pozwala na pełne wykorzystanie potencjału infrastruktury przesyłowej, jaka pozostaje w dyspozycji Azerbejdżanu. Sam BTC ma zdolność transferu 25 mld m³. Plany związane z podniesieniem produkcji łączone są z uruchomieniem wydobycia latem 2018 roku w projekcie Shah Deniz 2. Docelowo ma dać on operatorowi 16 mld m³ rocznie, co w odniesieniu do Shah Deniz 1, z którego uzyskiwano dotąd poniżej 10 mld m³, stanowi wyraźny progres⁴⁷⁴. Rezultaty dobrze odzwierciedlają wyniki za pierwsze półrocze 2019 roku. Produkcja gazu w tym okresie przekroczyła 12 mld m³, co odpowiada wzrostowi o 35% w relacji r/r⁴⁷⁵. Należy przyjąć utrzymanie tego trendu w okresie do 2022 roku, co wiąże się z utrzymywaniem pełnych mocy produkcyjnych w projektach Shah Deniz. Istniejące i planowane inwestycje nie dają jednak rękojmi dalszego zwiększania wydobycia. Czynnikiem wydatnie nie sprzyjającym temu pozostaje wygaszanie wydobycia w złożach eksploatowanych już od lat. W przypadku Shah Deniz, szacowanego nawet na 400 mld m³, perspektywa ta jest znacznie bardziej odległa. Przez pierwsze 12 lat ze złoża tego pozyskano do 2018 roku 100 mld m³ surowca⁴⁷⁶.



Rys. 95. Azerbejdżan – roczne wydobycie gazu ziemnego w mld m³

Źródło: opracowanie własne na podstawie The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan oraz BP.

⁴⁷⁴ *Shah Deniz Stage 2*, https://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/Shahdeniz/SDstage2.html, dostęp: 27.07.2019.

⁴⁷⁵ *Azerbaijan produces 18.8 m tons of oil and 12 bn cm of natural gas in 2019*, <https://neftgaz.ru/en/news/energy/475700-azerbaijan-produces-18-8-m-tons-of-oil-and-12-bn-cm-of-natural-gas-in-2019/> dostęp: 20.07.2019.

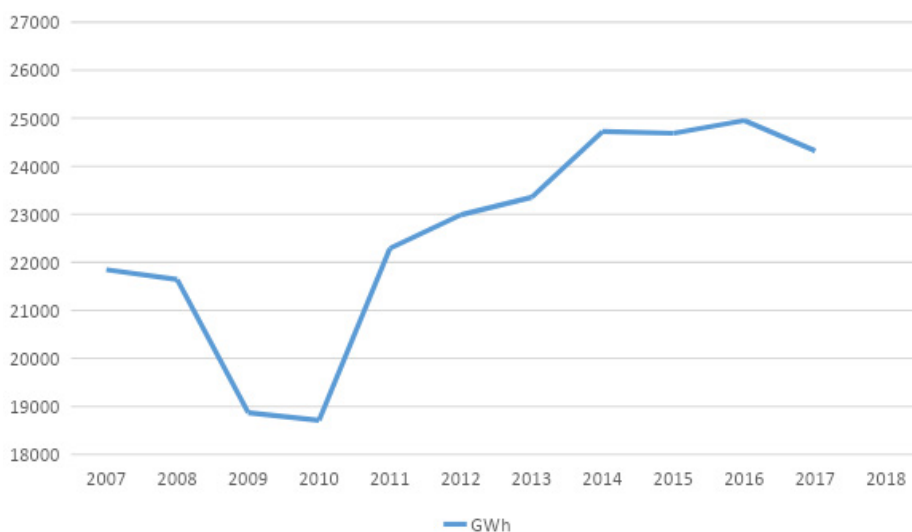
⁴⁷⁶ *Shah Deniz Celebrates 100 bcm of Total Gas Production*, <http://caspianbarrel.org/en/2019/01/shah-deniz-celebrates-100-bcm-of-total-gas-production/>, dostęp: 27.07.2019.

Energia elektryczna

Azerbejdżan jest nie tylko, o czym wspomniano, największym konsumentem energii elektrycznej w regionie, lecz może też uchodzić za lokalnego potentata w jej produkcji. Roczna produkcja kształtuje się na poziomie przekraczającym 24 TWh. Jest to próg, który osiągnięto już w 2014 roku. Od tego też czasu ilość energii elektrycznej dostarczana przez rodzimych wytwórców nie była niższa niż nadmieniona wartość. Jest to pułap zaspokajający rodzimą konsumpcję i pozwalający na niewielką sprzedaż nadwyżek do państw ościennych⁴⁷⁷. Można też uznać go za granicę zdolności wytwórczych i eksportowych.

Potencjał mocy wytwórczych szacuje się na 6 257,7 MW, z czego 5113,7 to tradycyjne elektrownie termalne zasilane paliwami węglowodorowymi, tj. gazem ziemnym i mazutem oraz 1122 MW ulokowane w hydroelektrowniach⁴⁷⁸. Pozostałe źródła nie mają większego znaczenia gospodarczego. Wyjątkiem pozostaje 22 MW z farmy fotowoltaicznej na terenie autonomii nachiczewańskiej.

Zwraca uwagę także struktura wielkościowa, wiekowa i samo rozmieszczenie elektrowni ciepłych (dalej TPP) w Azerbejdżanie. W pierwszym przypadku chodzi



Rys. 96. Produkcja energii elektrycznej w GWh w latach 2007–2018

Źródło: opracowanie własne na podstawie The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

⁴⁷⁷ *Azerbaijan Increases Production, Export of Electricity*, https://www.azernews.az/oil_and_gas/143543.html, dostęp: 27.07.2019.

⁴⁷⁸ *Azerbaijan Energy Regulatory (Agency)*, https://www.ceer.eu/documents/104400/6292928/Azerbaijan_Security+of+supply.pdf/1afae73-799f-f63f-ad8d-942f25af9ac6?version=1.0&download=true, dostęp: 27.07.2019.

o funkcjonowanie dwóch obiektów o zdolności przekraczającej 1000 MW w Mingeczaur (2400 MW) i Szyrwanie (1050 MW). Łącznie dysponują połową potencjału azerbejdżańskiego w obszarze wytwarzania energii elektrycznej. Ostatnia z wymienionych powstała na początku lat 60., natomiast pierwsza w latach 80. ubiegłego wieku. Wielokrotnie były modernizowane, co pozwala im funkcjonować, lecz nie czyni ich nowoczesnymi⁴⁷⁹. Kilkanaście kolejnych pod względem zainstalowanych mocy to inwestycje zrealizowane w XXI wieku. Dysponując potencjałem od kilkuset do kilkudziesięciu MW, mogą uchodzić za realizacje technologicznie spełniające najwyższe standardy w swojej klasie. Do grona tego należą m.in.⁴⁸⁰:

- Janub – (780 MW) 2013 rok,
- Sangachal – (300 MW) 2008 rok,
- Sumgait – (525 MW) 2009 rok,
- Baku – (105 MW) 2007 rok,
- Szachdag – (105 MW) 2009 rok,
- Astara – (87 MW) 2005 rok,
- Szeki – (87 MW) 2006 rok,
- Haczmaz – (87 MW) 2006 rok,
- Nachiczewan – (64 MW) 2006 rok,
- Szimal – (400 MW) 2000 rok.

Obiekty te odzwierciedlają kierunek rozwoju elektroenergetyki w Azerbejdżanie. W obszarze wytwarzania wyraźnie górę brała niechęć do budowy wielkich elektrowni. W zamian dołożono starań, by powstała rozproszona sieć średnich oraz mniejszych elektrowni konwencjonalnych. Zwraca uwagę brak dużych elektrociepłowni w większych ośrodkach miejskich. Wyjątkiem jest tu stolica, dysponująca takim zakładem (107 MW), który uruchomiony został w 1999 roku. W centrach rejonów spotkać można niewielkie przedsiębiorstwa tego typu powstałe jeszcze w czasach radzieckich. Zwykle są to budowle jeszcze z lat 60. i 70. XX wieku⁴⁸¹. Istotnym elementem modernizacji, którego się doczekały, pozostają zmiany związane ze stosowanym paliwem, głównie odejściem od ciężkich produktów rafineryjnych na rzecz gazu ziemnego. Dekarbonizacja, która nastąpiła w Azerbejdżanie⁴⁸², nie miała większego znaczenia, gdyż węgiel praktycznie nie był wykorzystywany jako surowiec w energetyce⁴⁸³.

Wgłębiając się w strukturę pochodzenia paliw wykorzystywanych w procesie wytwarzania energii elektrycznej, jednoznacznie wskazać należy na całkowitą domi-

⁴⁷⁹ N. Mammadova, *Mingachevir TPP Reconstruction Is in Full Swing*, https://www.azernews.az/oil_and_gas/143663.html, dostęp: 28.07.2019.

⁴⁸⁰ <http://azerenerji.gov.az/index/page/13?lang=en>, dostęp: 2.08.2019.

⁴⁸¹ https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/005_3en.xls, dostęp: 2.08.2019.

⁴⁸² https://www.theglobaleconomy.com/Azerbaijan/coal_consumption/, dostęp: 2.08.2019.

⁴⁸³ https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=00000000000000000000000000000000fvu&c=001&ct=0&tl_id=2-A&vs=INTL.2-12-AZE-BKWH.A&cy=2016&vo=0&v=H&start=1980&end=2017, dostęp: 3.08.2019.

Rys. 97. Produkcja energii elektrycznej w mln KWh w latach 1990–2017 z podziałem na główne źródła wytwarzania

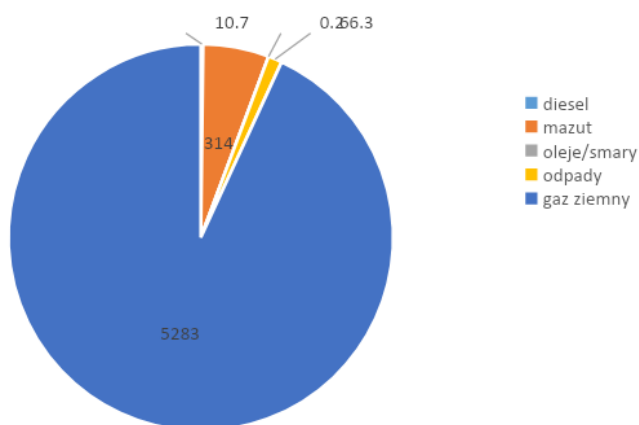
Rok	Łączna produkcja	Elektrownie i elektrociepłownie zasilane paliwami kopalnymi	Hydroelektrownie	Inne źródła wytwórcze wykorzystujące paliwa kopalne
1990	23 152	21 399	1 658	95,6
1995	17 044	15401	1 556	86,6
2000	18 699	17 069	1 534	83,1
2001	18 969	17 521	1 301	131,2
2002	18 701	16 558	2 020	103,8
2003	21 286	18 681	2 470	104,9
2004	21 744	18 589	2 755	365,4
2005	22 872	19 344	3 009	430,5
2006	24 543	21 407	2 518	475,9
2007	21 847	19 051	2 364	432,0
2008	21 642	19 090	2 232	319,6
2009	18 869	16 289	2 308	269,2
2010	18 710	15 003	3 446	259,7
2011	20 294	17 317	2 676	301,0
2012	22 988	19 537	1 821	1 630
2013	23 354,4	20 065,6	1 489,1	1 664,0
2014	24 727,7	21 401,2	1 299,7	1 848,1
2015	24 688,4	20 904,6	1 637,5	1 955,3
2016	24 952,9	20 699,0	1 959,3	2 062,0
2017	24 320,9	20 445,4	1 746,4	1 899,5

Źródło: opracowanie własne na podstawie The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan, https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/005_4en.xls, dostęp: 3.08.2019.

nację paliw z surowców kopalnych (patrz rys. 97). Ich udział przekracza 90%. Są to nośniki węglowodorowe, nadmieniane już ciekłe produkty rafineryjne oraz przede wszystkim gaz ziemny⁴⁸⁴. Nowe proekologiczne technologie związane ze źródłami odnawialnymi: siłą wiatru, promieniowaniem słonecznym czy geotermią, posiadają zupełnie marginalne znaczenie. Oscyluje ono na poziomie nieprzekraczającym 1% w ogólnej produkcji energii elektrycznej.

W niniejszym przypadku termin paliwo pochodzenia kopalnego kryje za sobą przede wszystkim gaz ziemny. Z niego wytwarzane jest ponad 90% energii elektrycznej w Azerbejdżanie (patrz. rys. 98).

⁴⁸⁴ *Electricity and Heat Productoin Expences of Energy Products*, https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/002_53-55en.xls, dostęp: 4.08.2019.

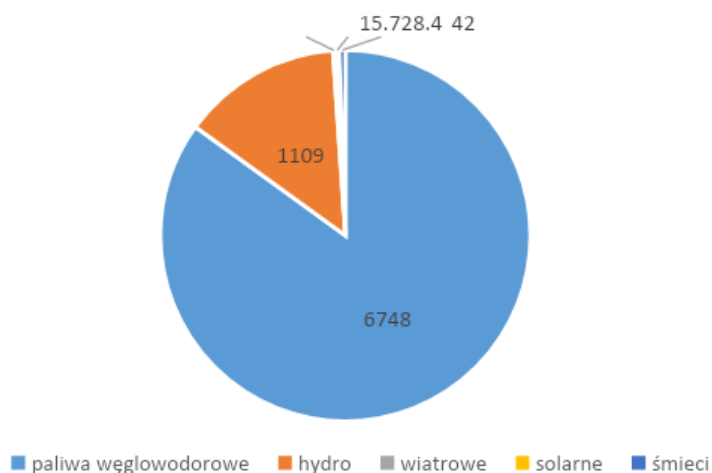


Rys. 98. Produkcja energii elektrycznej wg. paliw w 2018 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

Dominacja ta ma swoje przełożenia także w zainstalowanych mocach elektrowni. To ona stanowi o potencjale produkcyjnym Azerbejdżanu w obszarze wytwarzania energii elektrycznej. Istotnym jej uzupełnieniem pozostaje hydroenergetyka – źródło zasilania mające na tym obszarze wieloletnią tradycję i pod wieloma względami korzystne warunki naturalne do dalszego rozwoju.

Wspomniane już w podrozdziale 1.1 liczne rzeki i potoki górskie są okolicznością wyraźnie sprzyjającą powstaniu takich obiektów, ale też rozproszeniu mocy



Rys. 99. Azerbejdżan – produkcja energii elektrycznej wg. nośników z uwzględnieniem OZE

Źródło: opracowanie własne na podstawie The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan.

wytwórczych wykorzystujących ich energię. Hydroelektrownie jako jedyne w obszarze OZE pozostają gospodarczo ważnym elementem systemu elektroenergetycznego. Wśród tych o kluczowym znaczeniu wymienić można te o mocy wytwórczej powyżej 15 MW⁴⁸⁵:

- Mingeczaur – (402 MW) 1955 rok,
- Szamkir HPP – (380 MW) 1983 rok,
- Jenikend – (150 MW) 2003 rok,
- Aram – (44 MW) 1964–1971 rok,
- Fizuli – (25 MW) 2008 rok,
- Takhtakorpu – (25 MW) 2013 rok,
- Szamkirćaj – (25 MW) 2014 rok,
- Bilew – (22 MW) 2000 rok,
- Warwara – (16,5 MW) 2017 rok,
- Arpaćaj – (21.9 MW) 2014 rok,
- Ordubad – (36 MW) 2017 rok.

Podobnie jak i w przypadku tradycyjnych elektrowni ciepłych wyraźnie zaznacza się trend zmierzający ku budowie mniejszych obiektów⁴⁸⁶. Nie jest to jedynie konsekwencja wcześniejszego wykorzystania miejsc pozwalających na budowę dużych hydroelektrowni. Świadczy o tym m.in. brak inwestycji służących zastąpieniu już największych istniejących obiektów nowymi, znacznie bardziej zaawansowanymi technologicznie, czy choćby wydatne podniesienie ich mocy dzięki rozbudowie i modernizacji⁴⁸⁷. Nacisk wyraźnie położony został na dywersyfikację terytorialną⁴⁸⁸. Możliwe najszersze wykorzystanie istniejących ku temu warunków naturalnych jest formą optymalizacji w logistyce dystrybucji. Pozwala na redukcję strat związaną z przesyłem energii elektrycznej, a zarazem oszczędności infrastrukturalne. Małe hydroelektrownie stanowią dobry tego przykład. Należy je też traktować jako rozwiązania dalekosiężne i przyszłościowe. Wśród obiektów tego typu znajdują się m.in.⁴⁸⁹:

- Gojćaj (3,1 MW) – 2015 rok,
- Ismajilli I (1,6 MW) – 2015 rok,
- Ismajilli II (1,6 MW) – 2015 rok,

⁴⁸⁵ <http://azerenerji.gov.az/index/page/13?lang=en#fuzulises>, dostęp: 4.08.2019.

⁴⁸⁶ E. Ingram, *Azerbaijan: A Significant Focus on Small Hydropower*, <https://www.hydroworld.com/articles/2017/08/azerbaijan-a-significant-focus-on-small-hydropower.html>, dostęp: 4.08.2019.

⁴⁸⁷ *Azerbaijan's Electric Power Industry Is Ready for Reforms*, <https://www.euneighbours.eu/en/east/eu-in-action/stories/azerbaijans-electric-power-industry-ready-reforms>, dostęp: 10.08.2019.

⁴⁸⁸ Za wyjątek uchodzić może Mingeczaur. Hydroelektrownia była modernizowana. Był jednak to wymóg techniczny związany z wieloletnią jej eksploatacją. G.B. Poindexter, *Modernization Work Completed at 424-MW Mingachevir Hydro Station in Azerbaijan*, <https://www.hydroworld.com/articles/2018/02/modernization-work-completed-at-424-mw-mingachevir-hydro-station-in-azerbaijan.html>, dostęp: 10.08.2019. Ponadto w bezpośrednim jej sąsiedztwie funkcjonuje największa elektrownia ciepła Azerbejdżanu z 1981 roku o mocy 2 400 MW.

⁴⁸⁹ <http://azerenerji.gov.az/index/page/13?lang=en#goychayses>, dostęp: 10.08.2019.

- Balaken (1,5 MW) – 2017 rok,
- Gusar (1 MW) – 2013 rok.

Nie brak też małych hydroelektrowni o mocy nieprzekraczającej 1 MW, a także niewielkich „prydomowych” instalacji o potencjale od kilkudziesięciu do kilku kW. Zwykle są to jednak starsze urządzenia⁴⁹⁰, część z nich pochodzi z czasów radzieckich, inne – „nowsze” – z okresu wojny karabachskiej, kiedy dochodziło do licznych przerw w dostawach energii, a turbiny te traktowano często jako rozwiązania tymczasowe. Współcześnie modernizowane lub wymieniane na nowsze urządzenia znajdują zastosowanie jako źródło zasilania niewielkich obiektów usługowych, handlowych, magazynowych etc. Dynamika tempa rozwoju w tym obszarze jest imponująca. Potencjał, jaki istnieje w obszarze hydroenergetyki, doskonale odzwierciedla zestawienia z Armenią i Gruzją, gdzie udział i moc zainstalowana w elektrowniach tego typu jest większa⁴⁹¹.

Nadmieniona dominacja kopalnych nośników energii w procesie wytwarzania energii elektrycznej i zupełnie śladowy udział w nim innych niż energetyka wodna OZE jest odzwierciedleniem stanu istniejącego – ładu ukształtowanego przez ponad wiekową tradycję, który determinowany był stanem wiedzy i możliwościami technicznymi. Okolicznością wybitnie sprzyjającą jego utrwaleniu pozostaje w przypadku Azerbejdżanu dostęp do własnych złóż surowców węglowodorowych. Co ważne i warte podkreślenia, dysponowanie zasobami ropy naftowej i gazu ziemnego oraz dostosowanie do wykorzystania ich jako źródła zasilania potencjał wytwórczy w postaci elektrowni ciepłych nie doprowadziły do stawiania przez czynniki polityczne barier dla rozwoju energetyki wiatrowej i słonecznej czy geotermalnej. Co więcej, inwestycje w te moce wytwórcze znajdują wsparcie władz⁴⁹².

Bogactwo surowcowe przyczyniło się do stosunkowo późnego na tle regionu zainteresowania się możliwościami wytwarzania energii elektrycznej bez sięgania po tradycyjnie stosowane paliwa czy hydroenergetykę. Pierwsza elektrownia wiatrowa uruchomiona została w 2009 roku. Łączna moc zainstalowanych wtedy urządzeń odpowiadała wartości 1,7 MW⁴⁹³. W 2013 roku powstała kolejna. Do końca 2017 roku kilka następnych. U schyłku 2017 roku dysponowały one potencjałem 15,7 MW. Pozwolił on na produkcję 22 tys. MWh⁴⁹⁴. Wielkości te znacząco odbiegają od możliwości wynikających z warunków naturalnych tego państwa. Można je wręcz określić mianem marginalnych. Niemniej, nowe realizacje oraz projekty inwestycyjne

⁴⁹⁰ *Renewable Energy Perspectives of oil exporter Azerbaijan*, <https://www.elektormagazine.com/news/Renewable-Energy-Perspectives-of-oil-exporter-Azerbaijan> dostęp: 10.08.2019.

⁴⁹¹ *World Small Hydropower Development Report 2016*, <http://www.ianas.com/docs/books/ebp02.pdf>, dostęp: 10.08.2019.

⁴⁹² E. Gerden, *Azerbaijan's \$25m Wind Expansion*, <https://www.windpowermonthly.com/article/1455374/azerbaijans-25m-wind-expansion> dostęp: 31.12.2020

⁴⁹³ *Plant Power*, https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/005_3en.xls dostęp: 31.12.2020

⁴⁹⁴ *Powers Generation*, https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/005_4en.xls dostęp: 31.12.2020

wykazują pod tym względem ogromną dynamikę rozwojową⁴⁹⁵. Plany zakładają dziesięciokrotne podniesienie mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych. Zmiany te w zestawieniach r/r są imponujące, niemniej jest to jednak nadal poziom niezajdujący odzwierciedlenia w potencjale systemu energetycznego Azerbejdżanu⁴⁹⁶.

Znaczące nadzieje pokładane są w rozwoju energetyki solarnej. Gałąź ta, podobnie jak w poprzednim przypadku, powstała stosunkowo późno. Pierwsza zawodowa instalacja fotowoltaiczna włączona do sieci powstała dopiero w 2013 roku. Był to niewielki obiekt, którego moc zainstalowana sięgała 1 MW. W kolejnych latach była ona poddawana. W 2016 roku pod Nachiczewanem powstała farma o mocy 20 MW, która jak dotąd pozostaje największą inwestycją tego typu w Azerbejdżanie. W 2017 roku łączna moc instalacji w Azerbejdżanie wynosiła 28,4 MW⁴⁹⁷, a ich produkcja 37 000 MW⁴⁹⁸. Co warto podkreślić, w kontekście energetyki solarnej zwraca uwagę koncentracja wyłącznie na jednym modelu wytwarzania, tj. fotowoltaice. Wieże słoneczne czy też elektrownie ciepłe, w których uzyskanie odpowiedniej temperatury odbywa się przy pomocy solarstatów, nie wyszły poza fazę koncepcyjną. Zważywszy na sprzyjające takim przedsięwzięciom uwarunkowania przyrodnicze, potencjał, jakim dysponuje pod tym względem Azerbejdżan, można uznać za nie w pełni wykorzystywany.

Stosunkowo pokaźne moce wytwórcze na tle pozostałych gałęzi OZE ulokowano w pozyskiwaniu energii ze śmieci. W 2012 roku otwarta została w Baku spalarnia śmieci wybudowana przez francuski koncern Constructions Industrielles de la Mediterranee S.A. dysponująca mocą wytwórczą 37 MW, a w 2017 roku – 42 MW, czyli większą niż ówczesny połączony potencjał energetyki wiatrowej i solarnej⁴⁹⁹. Na dodatek o znakomicie większej wydajności, bo wytwarzającej 180 000 MW⁵⁰⁰.

Symboliczny wymiar w Azerbejdżanie przypisać należy biogazowniom. Od 2015 roku funkcjonuje jeden obiekt tego typu, stąd też cała zainstalowana tu moc wytwórcza sprowadza się do 1 MW⁵⁰¹.

Podsumowując analizę produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem OZE, można pokusić się o ocenę końcową, zgodnie z którą istniejący potencjał, jakim dysponuje za sprawą uwarunkowań przyrodniczych Azerbejdżan, wykorzystywany jest na poziomie dającym się określić jako daleki od możliwości, znacznie poniżej spodziewanego minimum. Dotyczy to wszystkich gałęzi energetyki odnawialnej. Odbiega od wspomnianych możliwości, jakimi dysponuje tu państwo, a związanych z ukształtowaniem terenu, irradacją słoneczną, siłą wiatru etc., lecz także od finansowych na-

⁴⁹⁵ K. Aliyeva, *Wind Power Generation Greatly increases in Azerbaijan*. Baku 2018

⁴⁹⁶ *Wind Power Generation Increases in Azerbaijan*, <https://www.evwind.es/2018/11/06/wind-power-generation-increasesin-azerbaijan/65101> dostęp:31.12.2020

⁴⁹⁷ *Plant Power*, op. cit.

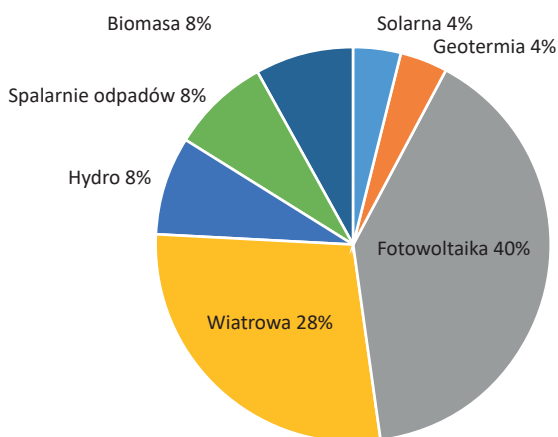
⁴⁹⁸ *Powers Generation*, op. cit.

⁴⁹⁹ N. Orujova, *Two Solid Waste Plants Launched in Azerbaijan*, <https://www.azernews.az/nation/47717.html> dostęp:31.12.2020

⁵⁰⁰ *Powers Generation*, op. cit.

⁵⁰¹ *Power Plant*, op. cit.

kładów inwestycyjnych, jakie mogłoby poczynić na tym obszarze⁵⁰². Nie stoi to jednak w opozycji do poczynionych planów w tej materii i przyjętych założeń oraz deklaracyjnych zobowiązań. Ogłoszony w 2015 roku dokument „Azerbejdżan 2020. Spojrzenie w przyszłość” przewidywał w myśl planów uzyskanie 20% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej i instalacji mocy wytwórczych nie mniejszych niż 2500 MW⁵⁰³. Jest to, biorąc pod uwagę oczekiwaną łączną wartość, bardzo umiarkowane, ale też realne wyzwanie, zważywszy na niemal 2000 MW, którymi już dysponuje w hydroenergetyce. Analizując strukturę źródeł wytwórczych pojawiają się jednak wątpliwości. Hydroenergetyka ma pięciokrotnie mniejszy udział niż fotowoltaika, co oznaczałoby konieczność rozbudowy ostatniej z wymienionych do poziomu mocy zainstalowanej na pułapie 10 000 MW, co nie jest możliwe. Należy dostrzec i wyeksponować zabiegi władz służące popularyzacji OZE. Wśród nich kluczowe znaczenie przypisać można wprowadzeniu już w 2007 roku różnych taryf zależnych od źródła pochodzenia energii elektrycznej⁵⁰⁴. Niemniej, produkcja z wykorzystaniem alternatywnych w stosunku do paliw węglowodorowych źródeł nadal preferowana jest przede wszystkim w przypadku okoliczności, które determinowane są wymiarem geopolitycznym (Nacniczewan) bądź logistycznym (obszary trudnodostępne – górskie).



Rys. 100. Przewidywany podział dostaw energii ze źródeł odnawialnych według źródła w 2020 roku

Źródło: opracowanie własne na podstawie C. Bulut, E. Suleymanov, E. Vidadili, *Transition to Renewable Energy and Sustainable Energy Development in Azerbaijan*, https://www.iaee.org/baku2016/submissions/OnlineProceedings/6820-TRANSITION_SED_AZ.pdf, dostęp:31.12.2020; w opracowaniu częściowo wykorzystano starsze założenia z *State Program on the Use of Alternative and Renewable Energy Sources*, http://www.inogate.org/documents/AZ_2004_10_21_State_Program_on_Renewable_Energy_of_Azerbaijan_Republic.pdf, dostęp:31.12.2020

⁵⁰² <https://www.elektormagazine.com/news/Renewable-Energy-Perspectives-of-oil-exporter-Azerbaijan>

⁵⁰³ *Azerbaijan 2020. A Look into the Future*, Baku 2015, s. 7

⁵⁰⁴ *Ibidem*.

3.3. Gruzja

3.3.1. Konsumpcja paliw i energii elektrycznej

Zapotrzebowanie na poszczególne nośniki czy też samą energię elektryczną ma w przypadku Gruzji swoją specyfikę i nie znajduje analogii na obszarze Południowego Kaukazu. Pod wieloma względami charakterystyka tutejszej konsumpcji przypomina tę znaną z północnej granicy, czyli z kaukaskich ziem Rosji. Za punkt odniesienia posłużyć mogą paliwa kopalne wykorzystywane w transporcie. W przeciwieństwie do światowego lidera Armenii⁵⁰⁵, a poniekąd i Azerbejdżanu stopniowo przedstawiającego swój transport publiczny na CNG, w Gruzji jego popularność jest niższa niż należałoby się tego spodziewać. Stosunkowo niski koszt zakupu, dłuższa żywotność silnika pojazdu, proste i możliwe przy wykorzystaniu odpowiedniej instalacji tankowanie w warunkach domowych – walory tak przecież pożądane w uboższych społeczeństwach – nie zdołały przełamać bariery i przyczynić się do umasowienia skondensowanego gazu ziemnego jako źródła zasilania samochodów. Nie dokonano się to nawet za sprawą cyklicznych kampanii i propagowania CNG przez SOCAR oraz samych producentów pojazdów napędzanych CNG. Powstanie nowych stacji w Tbilisi czy kilkadziesiąt autobusów w stolicy można określić mianem połowicznego sukcesu. W Gruzji niepodzielnie na rynku komunikacji kołowej panują paliwa ciekłe.

Ropa naftowa i jej produkty

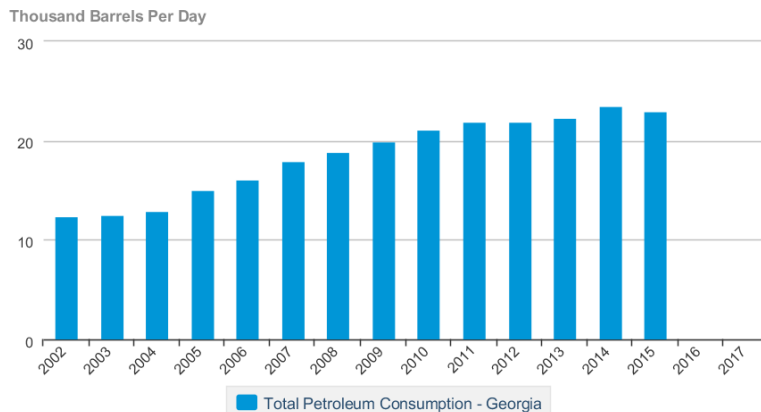
Dzienne zużycie ropy naftowej oscyluje wokół 22–24 tys. bbl/d. Poziom konsumpcji w obecnej dekadzie pozostaje praktycznie niezmienny, koniunkturalne wahania w zapotrzebowaniu surowca we wspomnianym okresie zamykają się w zakresie 2 tys. bbl/d⁵⁰⁶. Są to wyłącznie przetworzone produkty rafineryjne. Niemal całe zużycie pochłania transport, a jedynie marginalna część wykorzystywana jest do celów grzewczych. Zapotrzebowanie na olej napędowy oraz benzyny silnikowe jest bardzo zbliżone i kształtuje się na poziomie *circa* 12 000 bbl/d dla każdego z wymienionych typów paliwa⁵⁰⁷. Zważywszy na wspomniany (w podrozdziale 1.4) znacząco mniejszy udział samochodów z napędem dieslowskim w ogólnej liczbie

⁵⁰⁵ *Expert: Armenia World No. 1 in Number of Vehicles Operating on Compressed Natural Gas*, <https://news.am/eng/news/434722.html> dostęp: 31.12.2020

⁵⁰⁶ *Georgia – Total Petroleum Consumption*, https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=0000001001vg00000000000000000000000000000000000000000000g&c=000000000000000002&ct=0&tl_id=5-A&vs=INTL.5-2-GEO-TBPD.A&cy=2015&vo=0&v=C&start=2002&end=2017, dostęp: 5.10.2018.

⁵⁰⁷ *Supply and Consumption of Oil and Oil Products, 2016*, http://geostat.ge/?action=page&&p_id=2606&lang=eng, dostęp: 5.12.2018.

Total Petroleum Consumption - Georgia



 Source: U.S. Energy Information Administration

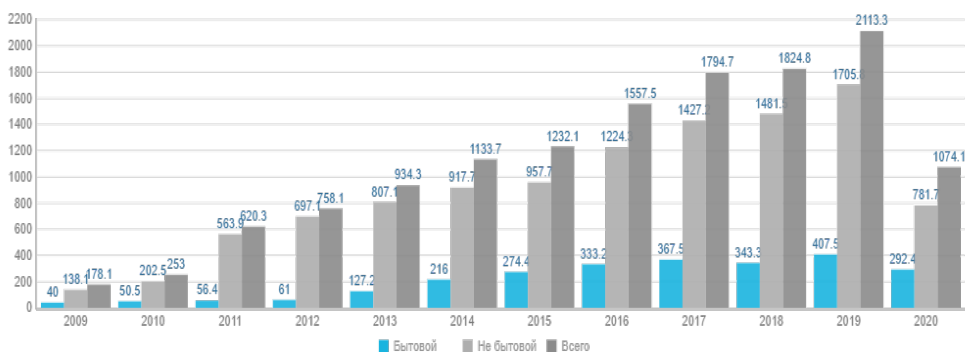
Rys. 101. Gruzja – konsumpcja ropy naftowej

Źródło: EIA

pojazdów, nadmienione wielkości eksponują skalę ich eksploatacji. W przytłaczającej większości są to środki komunikacji publicznej, ciężarówki, sprzęt rolniczy, specjalistyczne maszyny⁵⁰⁸. Zwraca uwagę znikomy popyt na LPG. Paliwo to nie cieszy się już dużą popularnością, chociaż nie brak przesłanek, które w Gruzji przemawiają na jego rzecz. Wśród nich wyróżnić należy zdominowanie rynku samochodów osobowych przez pojazdy o napędzie benzynowym oraz relatywnie niższą cenę, co w przypadku tutejszego społeczeństwa ma ogromne znaczenie. Za sprawą ograniczonego zainteresowania dystrybuowane jest ono niemal wyłącznie przez stacje sieciowe SOCARU etc. W rezultacie sprzedaż LPG kształtuje się na poziomie oscylującym wokół 500 baryłek dziennie. Pewną wskazówką dotyczącą stosunku do LPG w motoryzacji jest dająca się zaobserwować coraz mniejsza ilość aut małolitrażowych. Racje ekonomiczne nie stanowią wiodącego elementu w miejscowej kulturze użytkowej, co nader aż widocznie odzwierciedla się w tutejszym pejzażu motoryzacyjnym. Wśród samochodów używanych przeważają duże, kilkunasto-, a niekiedy kilkudziesięcioletnie⁵⁰⁹, nowych z segmentu A lub B sprzedaje się tyle, ile klasy średniej i wyższej.

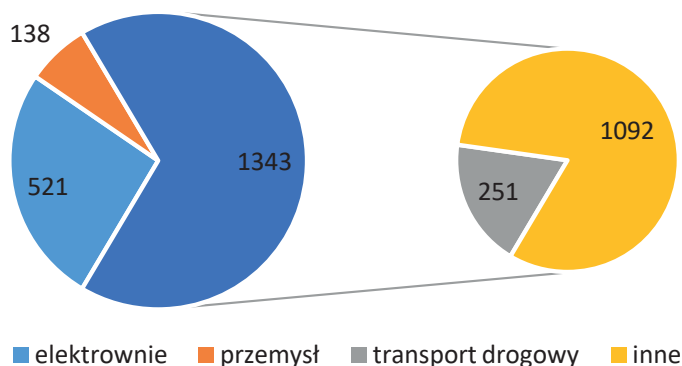
⁵⁰⁸ *Statistics: 30% of Registered Vehicles in Georgia Are Diesel-powered*, <http://agenda.ge/en/news/2018/1593>, dostęp: 20.08.2018.

⁵⁰⁹ Importowane najczęściej z Japonii i Stanów Zjednoczonych. Najpopularniejszą marką wśród nowo rejestrowanych pojazdów niezmiennie od lat jest Mercedes; *What are the Most Popular Cars in Georgia?*, <http://agenda.ge/en/news/2015/2026>, dostęp: 20.10.2018.



Rys. 102. Popyt na gaz ziemny przesłany przez SGG w mln m³ do połowy 2020 roku

Źródło: SOCAR Georgia Gas, <http://socargas.ge/ru/statistic>, dostęp: 12.10.2020.



Rys. 103. Gruzja – struktura zużycia gazu ziemnego w 2017 roku

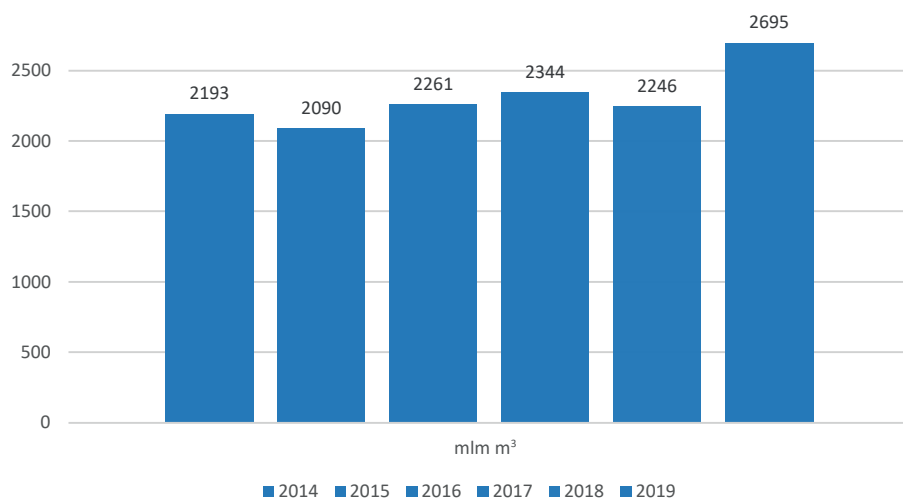
Źródło: opracowanie własne na podstawie National Statistics Office of Georgia, <https://www.geostat.ge/en/modules/categories/86/energy-balance-of-georgia-2017>, dostęp: 14.05.2019.

za 38% konsumpcji surowca. W dalszej kolejności plasowały się elektrownie oraz transport samochodowy (patrz rys. 103).

Wielkość sprzedaży SGG nie jest jednak tożsama z konsumpcją surowca. Wprawdzie po wspomnianym już przejściu na rozliczenia gotówkowe z Gazpromem za tranzyt gazu ziemnego do Armenii to Azerbejdżan stał się jedynym źródłem zaopatrzenia Gruzji⁵¹⁵.

SGG nie jest tu jednak monopolistą. Około 1/3 dostaw realizowana jest przez konsorcjum wydobywcze złoża Shah Deniz, które poprzez TANAP przesyła suro-

⁵¹⁵ Georgia to Rely More on Gas from Azerbaijan, Refusing Purchase of Russian Gas, <http://agenda.ge/en/news/2018/17>, dostęp: 14.10.2018.



Rys. 104. Konsumpcja gazu ziemnego w Gruzji w latach 2013-2019

Źródło: opracowanie własne na podstawie National Statistics Office of Georgia.

wiec tranzytem w kierunku zachodnim. W 2019 roku według planu Gruzja uzyska stąd 813 mln m³ „błękitnego paliwa”⁵¹⁶.

Węgiel

Węgiel kamienny i brunatny przez pierwsze lata XXI wieku praktycznie nie był wykorzystywany w gospodarce tego państwa. Do 2007 roku używano go w zupełnie śladowych ilościach⁵¹⁷. Sytuacja zmieniła się w kolejnych latach. Od 2008 roku konsumpcja tego surowca systematycznie się powiększała, co w dużej mierze stanowiło konsekwencję stosowania go w zakładach przemysłowych w procesie produkcyjnym do wytwarzania ciepła i pary⁵¹⁸.

Po załamaniu rynkowym w 2008 roku związanym z globalnym kryzysem przez dwa kolejne lata zapotrzebowanie na węgiel uległo wyraźnemu obniżeniu. Dopiero w 2012 roku jego udział w zapotrzebowaniu na energię pierwotną w Gruzji przekroczył 7%⁵¹⁹, a sam popyt osiągnął wielkość nienotowaną od czasu dekonjunkury z początków lat 90. XX wieku⁵²⁰. W 2013 roku poziom zużycia przekroczył pułap

⁵¹⁶M. Ibrahimzade, *Georgia to Increase Import of Azerbaijani Gas*, https://www.azernews.az/oil_and_gas/147181.html, dostęp: 14.05.2019.

⁵¹⁷*The European Bank for Reconstruction and Development (EBRD) – Report 2008*, <https://www.ebrd.com/downloads/legal/irc/countries/georgia.pdf>, dostęp: 14.10.2018.

⁵¹⁸http://www.geostat.ge/cms/site_images/_files/english/Energy/ENERGY%20BALANCE_ENG.pdf dostęp: 31.12.2020

⁵¹⁹G. Zachmann, *Energy Security of Georgia*, Policy Paper Series [PP/01/2014].

⁵²⁰D. Chomakhidze, *Energy Balance of Georgia*, Tbilisi 2016, s. 198. Autor szacuje wzrost zużycia węgla dla lat 2000–2012 na 21,9%.

jego ogranicznikiem pozostają dochody obywateli w odniesieniu do cen za kWh. Nominalnie energia elektryczna w Gruzji może uchodzić za stosunkowo niedrogą w zestawieniu z pozostałymi państwami regionu. Interesująca jest też polityka taryfowa stosowana przez miejscowych operatorów. Stawka za jednostkę pobranej mocy wzrasta wraz z wielkością zużycia⁵²². Zasada naliczania opłat jest prosta. Wydzielone zostały trzy przedziały – dla klientów, których zapotrzebowanie miesięczne nie przekracza 100 kWh, od 101 do 300 kWh i powyżej 300 kWh⁵²³.

Rys. 106. Stawki za kWh w GEL wprowadzone 01.01.2018 roku

Operator	Telasi	Energo-Pro
< 101 kWh/h	0,12980	0,12954
101–301 kWh/h	0,16992	0,16931
301 <	0,21476	0,21450

Źródło: Taryfikatory operatorów, <http://www.telasi.ge/en/customers/tariffs> dostęp: 14.02.2019.

Progresja cen w miarę wzrostu zużycia pozostaje trudna do uzasadnienia z rynkowego punktu widzenia. Wyraźnie nie służy stymulowaniu sprzedaży, a sam koncept struktury cenowej zawiera narzędzia do hamowania popytu. Wyraźnie determinowany jest czynnikami pozaekonomicznymi i nietrudno dostrzec w nim element polityki socjalnej. Zważywszy na nadmieniane już niskie przychody obywateli Gruzji i dające się we znaki ubóstwo pokaźnej części społeczeństwa, podejście to staje się zrozumiałe. To bowiem nie przemysł, lecz właśnie indywidualni odbiorcy są największym konsumentem. Niezmiennie od lat odpowiadają za ponad połowę poboru energii elektrycznej, a włączywszy w to sektor usług, w którym istotne miejsce zajmują zakłady chałupnicze oraz małe przydomowe punkty obsługi, jest to niemal 70% zużycia⁵²⁴. Brak działań osłonowych byłby tu okolicznością sprzyjającą dalszej pauperyzacji mieszkańców.

Kwestią do rozstrzygnięcia pozostaje wpływ takiej polityki cenowej na popyt wewnętrzny. Przyjęcie taryf progresywnych pozostaje narzędziem służącym ograniczeniu konsumpcji. Odrębnym problemem pozostaje kontekst związany z ubóstwem energetycznym. Wzrost stawek wraz z wielkością poboru nie pozostaje bez wpływu na skalę tego zjawiska i tak dotkliwie odczuwalnego już w Gruzji.

⁵²²T. Morrison, *Georgia to See Increased Electricity Tariffs From 2018*, "Georgia Today", 28 December 2018.

⁵²³*Georgia to See Increased Electricity Tariffs from 2018*, "Geogria Today", 28 December 2017.

⁵²⁴Patrz: *Energy Balance of Georgia*, Tbilisi 2014, s. 16–21.

chemicznych. W przypadku benzyn silnikowych w 2016 roku jedynie nieco ponad 1% dostępnego na rynku paliwa pochodziło z krajowych rafinerii. Niemal identycznie przedstawiała się sytuacja z olejem napędowym, także jedynie ok. 1,5% było miejscowej produkcji. Pozostałą część importowano z Azerbejdżanu. Za wyjątek uchodzić może mazut, który w całości pochodzi z gruzińskich rafinerii. Jest on nawet eksportowany. Przez wzgląd na ograniczone możliwości jego wykorzystania przez jednostki pływające pod banderą gruzińską czy też zasilenia nim obiektów wytwórczych sektora elektroenergetycznego jego gospodarcze znaczenie w obszarze bezpieczeństwa energetycznego jest niewielkie.

Rys. 108. Dostawy i zużycie ropy naftowej oraz produktów naftowych w 2016 roku (w tys. ton)⁵²⁷

	Ropa naftowa (1000 ton)	Liquefied Petroleum Gases (1000 ton)	Benzyna (1000 ton)	Paliwo lotnicze (1000 ton)	Olej napędowy (1000 tonnes)	Olej opałowy (1000 tonnes)	Mazut o niskiej zawartości siarki (< 1%) (1000 ton)	smary (1000 ton)	Asfalt (1000 ton)	Parafina (1000 ton)	Inne - niewyspecyfikowane produkty naftowe (1000 ton)
Produkcja	38,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Import	42,7	12,8	576,2	70,7	648,1	10,2	44,2	21,9	103,6	-	9,0
Export	18,1	-	-	-	0,4	-	19,0	2,0	-	-	96,7
Rezerwy magazynowe	0,4	3,6	14,2	0,9	-16,4	-	23,3	1,0	1,1	-	-3,5
Dostawy krajowe	63,5	16,4	590,4	1,1	631,3	10,2	48,5	20,9	104,7	-	-91,2
Transfery	-	-	7,1	-	9,4	-	8,1	-	-	-	100,1
Sektor przetwórczy - potencjał	63,5	-	-	-	-	-	55,0	-	-	-	-
Rafinerie naftowe	63,5	-	-	-	-	-	55,0	-	-	-	-
sektor przetwórczy - produkcja	-	-	7,1	-	9,4	-	8,1	-	-	-	100,1
Rafinerie naftowe	-	-	7,1	-	9,4	-	8,1	-	-	-	100,1
Konsumpcja	-	16,4	597,4	1,1	640,7	10,2	1,6	20,9	104,7	-	8,9

Źródło: National Statistics Office of Georgia

Gaz ziemny

Surowiec ten pochodzi wyłącznie z importu. Rodzime wydobycie jest znikome i nie przekracza jednego promila potrzeb. Wobec wspomnianych już w podrozdziale 1.2 nieznacznych rezerw naturalnych trudno oczekiwać, by ten stan rzeczy mógł ulec zmianie.

Węgiel

Węgiel jest jedynym surowcem energetycznym występującym w Gruzji w ilościach, których eksploatacja ma swoje odzwierciedlenie gospodarcze. Trzy główne ośrodki wydobycia to: Tkibuli-Shaori, Tkwarzeli, Achalciche. Każde z nadmienionych złóż zawiera odmienny gatunek od bitumicznego kamiennego po brunatny. Niemniej, miejscową produkcję trudno określić mianem znaczącej.

⁵²⁷ Ibidem.

Przeciętnie oscyluje ona wokół 320–330 tys. ton, z czego przytłaczająca większość to ostatni z wymienionych.

Najwyższe dotąd wydobycie odnotowano w 2013 roku. Było to 424 tys. ton. Wyniku tego jednak już nie powtórzono, co wyjaśnia brak większego popytu na rynku wewnętrznym, a zarazem antyeksportową specyfikę węgla brunatnego. Zmiana sytuacji i podniesienie wielkości wydobycia wiąże się z planami wykorzystania lokalnych zasobów surowca w energetyce. Projekty zakładają osiągnięcie przez kopalnie kompanii Saknakshiri poziomu 1 mln ton rocznie i uruchomienie do końca 2020 roku zasilanej nim nowoczesnej elektrowni w Gardabani o mocy 300 MW⁵²⁸.

Energia elektryczna

W 2016 roku w Gruzji wytworzono łącznie 11,365 GWh. Pozwala to na zaspokojenie miejscowej konsumpcji, która jak wspomniano (patrz 3.3) oscyluje na poziomie 11 TWh, a precyzyjniej – 11,272 GWh⁵²⁹. Zdaje się ona niemal idealnie zbalansowana. Zważywszy na dominującą rolę hydroelektrowni wśród źródeł wytwórczych z ich specyfiką i wynikające stąd ograniczenia techniczne w zakresie generowania większych mocy, nadmieniona równowaga popytowo-podażowa nie ma stabilnych podstaw. Uwzględniając straty ponoszone z tytułu przesyłu oraz dystrybucji, margines różnic między zapotrzebowaniem a jego realizacją jest zawężony do minimum.

Poruszona kwestia strat jest niezwykle interesująca w przypadku Gruzji. Zwłaszcza uwagę znikoma ich skala. W 2016 roku łącznie jedynie 895 GWh nie dotarło do odbiorców, z czego 258 GWh to konsekwencja przesyłu, natomiast 637 GWh – dystrybucji. Procentowo to odpowiednio 2,03% i 5,03%. Biorąc pod uwagę zły stan infrastruktury od słupów sieciowych począwszy przez stacje elektroenergetyczne po przewody linii napięciowej, rezultat ten może uchodzić za zupełnie nadzwyczajny. Jest zbliżony do średniej unijnej⁵³⁰, czyli nawet nie wszyscy członkowie Wspólnoty mogą poszczycić się tak korzystnym stosunkiem wielkości mocy wytworzonej do tej dostarczonej odbiorcy końcowemu, chociaż dysponują zdecydowanie nowocześniejszym zapleczem produkcyjnym, transferowym etc.

Odnosząc te dane do państw regionu, Gruzja może jawić się jako enklawa efektywności. Przyczynę tego stanu rzeczy należy dostrzec w daleko posuniętej decentralizacji systemu. Pod względem stosunku powierzchni państwa do ilości elektrowni zawodowych Gruzja może uchodzić za archetyp modelu energetyki rozproszonej. Prawdopodobnie dużym uproszczeniem byłoby w tym przypadku ograniczenie wyjaśnienia przyczyn niskich strat przesyłowych wyłącznie do stosunku odległości między źródłem wytwórczym a odbiorcą. Progres, jaki nastąpił pod tym względem

⁵²⁸ <http://www.gig.ge/?page=gig>, dostęp: 27.12.2018.

⁵²⁹ *Report on Compliance with the Energy Community Acquis*, Energy Community Secretariat, July 2017, https://www.euneighbours.eu/sites/default/files/publications/2017-08/ECS_Georgia_Report_082017.pdf, dostęp: 30.12.2018.

⁵³⁰ <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS>, dostęp: 30.12.2018.

w świetle danych statystycznych od początku obecnego stulecia, może być pozytywny jako najlepszy tego dowód⁵³¹. Niemniej, wobec braku widocznych inwestycji w sektorze, wątpliwości budzić mogą historyczne dane pochodzące z okresu daleko posuniętej anarchizacji życia politycznego i gospodarczego Gruzji.

Głównym filarem zabezpieczenia elektroenergetycznego państwa pozostaje ponad 30 hydroelektrowni przepływowych o mocy od 1,3 GW (Zapora Inguri) po obiekty wyposażone w turbinę o mocy kilkudziesięciu MW. Ich łączny potencjał oblicza się na *circa* 3 GW (2,924 MW), co odpowiada ponad 3/4 zdolności wytwórczej w obszarze generowania energii elektrycznej. W 2016 roku szacowana była ona na 3,869 GW. Pozostałe 24% zainstalowane było w elektrowniach termalnych – 924 MW oraz niespełna 0,5% – w wiatrowych 21 MW⁵³².

Strukturę sieci elektroenergetycznej w obszarze przesyłu, jak i dystrybucji prezentuje rys. 111.

Rys. 111. Długość sieci przesyłowych wg. mocy

Sieć przesyłowa	Moc	Długość w km
	500 kV	1.149,70
	400 kV	32,20
	330 kV	21,10
	220 kV	1.608,80
	110 kV	913,60
	35 kV	552,61
Sieć dystrybucyjna	110 kV	2.122,00
	35 kV	2.318,00
	6-10 kV	16.092,49
	0.4kV	38.072,90

Zwraca uwagę obecność linii 500 kV i ich długość. Przy fragmentarycznych odcinkach 400 kV i 330 kV pozostają, obok linii 220 kV, podstawowym elementem sieci, uzupełnionym jedynie o 35 kV⁵³³.

⁵³¹ Ibidem, a także *Report on Compliance with the Energy Community Acquis*, op. cit.

⁵³² *Report on Compliance with the Energy Community Acquis*, op. cit.

⁵³³ Ibidem.

4

PROPOZYCJE ZAŁOŻEŃ MODELU ROZWOJOWEGO RYNKU PALIWOWO- -ENERGETYCZNEGO

4.1. Założenia i metodyka badawcza

Idea rozwoju z definicji zakłada progres. Postęp, który w przypadku procesów gospodarczych w tradycyjnym ujęciu utożsamiany jest z pozytywnymi zmianami ilościowymi i jakościowymi⁵³⁴. W pierwszym przypadku znajduje to swoje odzwierciedlenie we wzroście: produkcji, zatrudnienia, inwestycji, zamożności społeczeństwa, dochodów państwa, kapitału finansowego na rynku i wszelkich wielkościach ekonomicznych pozwalających na ilościowy opis podmiotu, natomiast w drugim, jakościowym, na zmianach strukturalnych umożliwiających poprawę efektywności, wydajności etc.⁵³⁵

Kontekst „rozwoju” i możliwych jego interpretacji związany jest z przyjętą perspektywą badawczą. Dla rzeczników implementacji zasad ekonomii ekologicznej nadmienione kryteria ilościowe w połączeniu z konwencjonalnym założeniem wzrostu pozostaną trudne do zaakceptowania⁵³⁶. Podobnie będzie ze zwolennikami licznych teorii dotyczących granic wzrostu etc. Problem percepcji zjawisk i procesów ściśle zintegrowany jest z perspektywą badawczą. Zważywszy na podmiot dociekań i jego ściśle osadzenie w kontekście oddziaływań otoczenia międzynarodowego za najbliższe uchodzić może znane w naukach społecznych podejście behawioralne.

⁵³⁴ A. Zielińska-Głębocka, *Współczesna gospodarka światowa. Przemiany, innowacje, kryzysy, rozwiązania regionalne*, Warszawa 2012, s. 40.

⁵³⁵ P.A. Samuelson, W.D. Nordhaus, *Ekonomia*, Poznań 2017, s. 507-509.

⁵³⁶ B. Poskrobko, *Metodyczne aspekty ekonomii zrównoważonego rozwoju*, „Ekonomia i środowisko” 2012, nr 3, s. 15.

Wynika to także z konieczności uwzględnienia czynników społecznych i emocjonalnych⁵³⁷.

Kluczowy pozostaje mieszczący się tu postulat negacji zasady mieszczącej się w głównym nurcie neoklasycznej ekonomii, zgodnie z którą decyzje są podejmowane pod wpływem logicznej analizy⁵³⁸. Ta rozumiana jest w kategoriach działania, które ma przynieść korzyści natury finansowej itp. W omawianym przypadku terytorialnym prawidłowość nie zawsze zachodzi. Racjonalizm procesu decyzyjnego, nawet jeśli dotyczy on kwestii gospodarczych może, ale nie musi skutkować przyjęciem rozwiązania optymalizującego zysk właśnie w tej sferze aktywności. Wynika to m.in. z dominacji pierwiastka politycznego w życiu publicznym. Stąd też trudno wręcz przecenić jego znaczenie i rolę w prowadzonych dociekaniach nad rynkami energii w państwach Kaukazu Południowego. Implikuje to specyfika uwarunkowań regionalnych historycznie ukształtowanych czynnikami geopolitycznymi oraz wpływem, jaki wywiera właśnie dostępność i ceny paliw węglowodorowych oraz energii elektrycznej na relacje wewnętrzne w Armenii, Azerbejdżanie i Gruzji.

Ekspozycja akcentów ekonomii politycznej jest bardzo wyrazista. Trudno ją ignorować, biorąc pod uwagę istotę problemu. Podjęcie poszukiwań w obszarze rynków energetycznych jest tożsame z badaniami gospodarki, co znajduje swoje odzwierciedlenie w identyfikacji determinujących ją czynników i ich analizie. Te w przypadku cen nośników na terenie danego państwa kształtowane są w znaczącej mierze relacjami między władzą a społeczeństwem⁵³⁹. Okoliczność ta pociąga za sobą konieczność poszerzenia perspektywy także o obszar nauk o polityce i administracji, w którym to mieszczą się polityki publiczne takie jak polityka energetyczna⁵⁴⁰. Najbliższym i najpełniej oddającym wymagania podejmowanej tematyki pozostaje spojrzenie określane mianem instytucjonalizmu historycznego. Nie pretenduje on by na podstawie tych teorii wyjaśniać mechanizm dokonywanego wyboru, lecz oddać realia, które stały za jego dokonaniem w określonym miejscu i czasie. W dużym uproszczeniu główne przesłanie stojące za nim można ująć jako negację

⁵³⁷ B. Gorlewski, *Podejście behawioralne w naukach ekonomicznych. Przykład ekonomiki transportu*, [w:] R. Bartkowiak, J. Ostaszewski (red.), *Nauki ekonomiczne w świetle nowych wyzwań gospodarczych*, Warszawa 2010, s. 376.

⁵³⁸ T. Poskrobko, *Ekonomia behawioralna w kształtowaniu polityki rozwoju krajów słabo rozwiniętych*, [w:] P. Kulawczuk, A. Poszewicki (red.), *Wpływ oddziaływań behawioralnych na rozwój małych i średnich przedsiębiorstw*, Gdańsk 2016, s. 615.

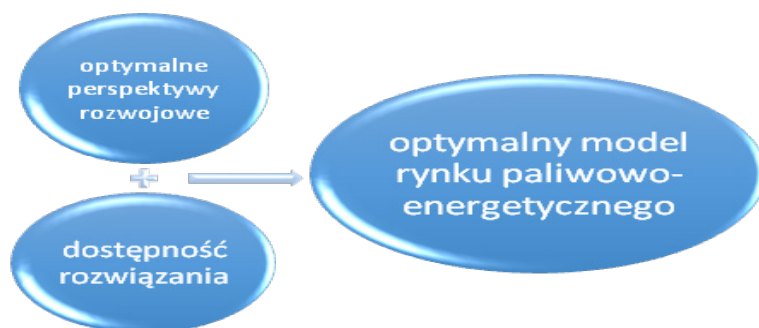
⁵³⁹ Za przykład uchodzić może Urząd Regulacji Energii w Polsce i jego odpowiedniki w państwach UE; *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, s. 119–121, <http://www.ure.gov.pl/download.php?s=1&id=713>, dostęp: 28.03.2020.

⁵⁴⁰ R. Szarfenberg, *Polityka publiczna – zagadnienia i nurty teoretyczne*, [http://kolegia.sgh.waw.pl/pl/KES/czasopisma/kwartalnik_szpp/Documents/numer%201\(9\)%202016/058_02_Szaefenberg.pdf](http://kolegia.sgh.waw.pl/pl/KES/czasopisma/kwartalnik_szpp/Documents/numer%201(9)%202016/058_02_Szaefenberg.pdf), dostęp: 28.03.2020; szerzej na ten temat: J. Malko, *Publiczna polityka energetyczna*, „Rynek energii” 2009, nr 12, https://www.cire.pl/pliki/2/publiczn_polityk_energet.pdf, dostęp: 28.03.2020.

możliwości oceny decyzji z innego pryzmatu niż okoliczności znane wtedy, kiedy była ona podejmowana⁵⁴¹.

Przyjmując współlistotność perspektyw badawczych, uniwersalnym elementem pozostanie obszar możliwie najkorzystniej prezentujący się w każdej z nich. Biorąc wzgląd na istniejącą między nimi dyferencję i nierzadko przeciwstawne elementy systemu wartości, np. wzrost konsumpcji (klasyczna ekonomia rozwoju vs. ekonomia ekologiczna) – model rozwoju powinien mieć charakter możliwie najbardziej ogólny i syntetyczny, tak by nie zostać odrzuconym w żadnym z ujęć. Dobory, a precyzyjniej wygenerowania matryc zawierających możliwie najkorzystniejsze koncepcje rozwoju rynku paliwowo-energetycznego w Armenii, Azerbejdżanie i Gruzji w zamyśle są przedsięwzięciem o charakterze utylitarnym. Z tego powodu taki też wymiar przypisać należy wykorzystanym kryteriom doboru.

Parametryzowanie z ich użyciem ma w założeniu przyczynić się do wykreowania modelu optymalnego rozwoju rynku z właściwym tu podejściem *top-down*⁵⁴². Rozwiązania, które może uchodzić za perspektywiczne dla danego państwa, a zarazem możliwie najłatwiejsze do uzyskania. Obydwa te elementy można wskazać jako wstępną selekcję. Stanowią kryterium dające się określić mianem pragmatycznego.



Rys. 112. Modelowanie rynku paliwowo-energetycznego

Źródło: opracowanie własne.

⁵⁴¹ A.W. Jabłoński, *Czym jest teoria w politologii? Teoria polityki: między nauką a interpretacją*, referat wygłoszony podczas Ogólnopolskiej Konferencji Naukowej nt. „Czym jest teoria w politologii?”, Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, Wydział Nauk Politycznych i Dziennikarstwa, Zakład Teorii Polityki, Poznań 12 maja 2010, http://www.wnpid.amu.edu.pl/attachments/787_Prof.%20Jablonski%20-%20referat.pdf, dostęp: 10.02.2019.

⁵⁴² W analizach prognostycznych rozwoju systemów energetycznych prym wiodą dwa podejścia: *bottom-up* i *top-down*. W pierwszym z wymienionych brana jest pod uwagę podaż, w której mieszczą się technologie konwersji oraz popyt definiowany jako zapotrzebowanie na poszczególne rodzaje energii finalnej. Budowane tym sposobem modele cechuje brak powiązań systemu energetycznego z gospodarką, a kryterium decyzyjnym jest minimalizacja kosztów bezpośrednich. Nadmieniony *top-down* zakłada stan równowagi rynkowej przy wliczeniu kosztów zewnętrznych np. środowiskowych. R. Szczerbowski, *Modelowanie systemów energetycznych*, „Electrical Engineering” 2014, nr 78, s. 10.

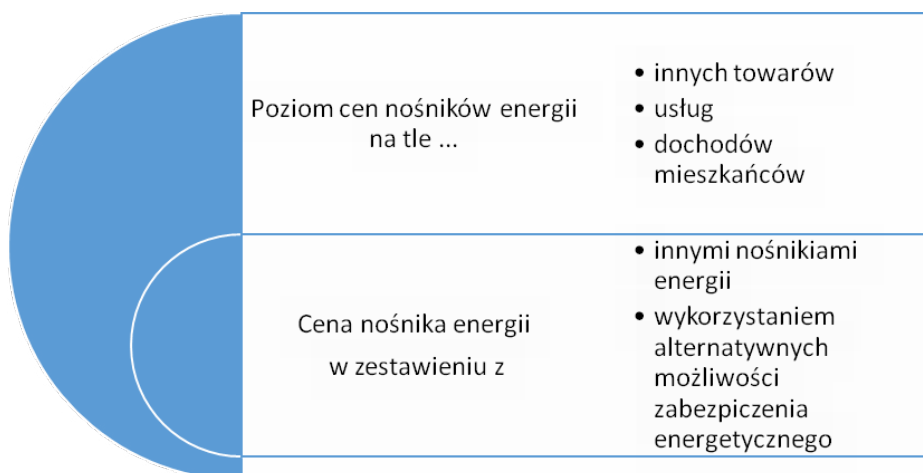
Punktem odniesienia w jego tworzeniu pozostaje sama idea rynku towarowego właściwa dla specyfiki paliwowo-energetycznej. Konceptyjny wzorzec będący teoretyczną konstrukcją postulatywną. Jego życzeniowy charakter, czyli odpowiedź na pytanie „jakim go chcemy?” wyraża się poprzez funkcje użyteczności, a więc „czemu ma służyć?”.

W zgodzie z naczelną ideą obrotu handlowego pierwszym i podstawowym jego elementem pozostaje wejście w posiadanie produktu przez nabywcę w sposób satysfakcjonujący tak jego, jak i zbywcę. Filarem zatem pozostaje dostępność towaru/usługi po cenie akceptowalnej dla stron transakcji. W dalszej kolejności można podnieść kwestie ilościowe i jakościowe.

Przypadek nie dotyczy jednak zdarzeń o charakterze epizodycznym czy też nawet procesów w ograniczonym stopniu oddziałujących na otoczenie biznesowe. Jego właściwość nakazuje postrzegać go w kategoriach krajowych. Tu celem nadrzędnym pozostaje zapewnienie dobrobytu społeczeństwa, a w kategoriach makroekonomicznych, przez wzgląd na znaczenie sektora paliwowo-energetycznego dla gospodarki danego państwa i wzmocnienie jej pozycji na tle konkurencji międzynarodowej.

Łącząc oba aspekty, wyróżnikami pozostają: dostępność dla społeczeństw będących w użyciu paliw i energii elektrycznej na warunkach, które znacząco nie rzutują negatywnie na standard życia, a miejscowej gospodarce pozwalają sprawnie funkcjonować. Stąd też kluczowe znaczenie przypisać należy determinantom, które kształtują rynek. Wśród nich wyróżnić należy:

- a) Ceny nośników energii – ich oddziaływanie widoczne jest na dwóch płaszczyznach. Pierwsza ogólna znajduje swoje odniesienie w zestawieniu z innymi towarami, produktami, usługami etc. Określa ich rzeczywistą wartość handlową

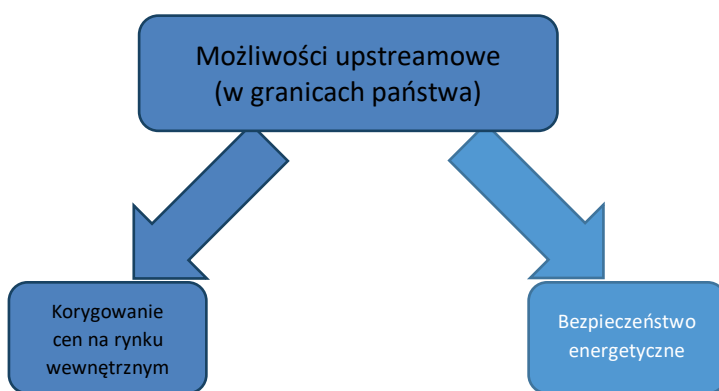


Rys. 113. Obszary oddziaływania cen nośników energii na rynku paliwowo-energetycznym

Źródło: opracowanie własne.

i służyć może za miernik zamożności społeczeństwa⁵⁴³. Druga decyduje, które z paliw (jego wykorzystanie) jest ekonomicznie zasadniejsze. Stąd też porównanie prowadzone jest w obrębie samych nośników, które stanowią dla siebie nawzajem konkurencję⁵⁴⁴.

- b) Możliwości upstreamowe na własnym terytorium (w granicach) – tożsame są z posiadaniem własnych zasobów naturalnych. W przypadku, gdy koszty wydobycia surowców są niższe niż poziom cen na rynku międzynarodowym, tworzą możliwość wpływania na wysokość tych ostatnich w obrocie wewnętrznym⁵⁴⁵. Dysponowanie nimi ma trudne do przecenienia znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego państwa, które dysponuje takim potencjałem.



Rys. 114. Zdolności upstreamowe a rynek paliwowo-energetyczny

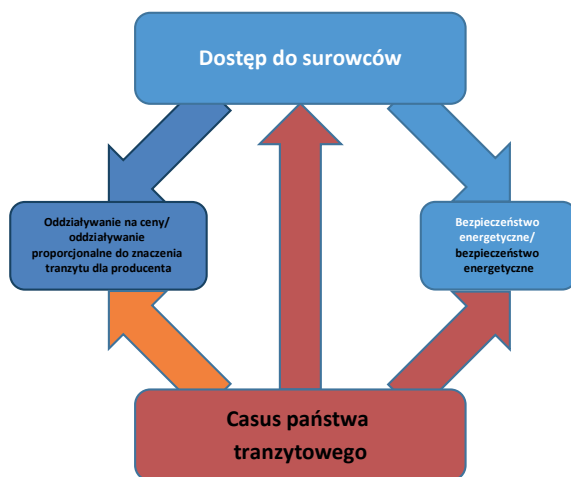
Źródło: opracowanie własne.

⁵⁴³ *Countries by Petrol Prices and GDP per capita*, <http://statisticstimes.com/economy/countries-by-petrol-prices-and-gdp-per-capita.php>, dostęp: 29.03.2020.

⁵⁴⁴ Na przykład energia elektryczna ma prawo uchodzić za „paliwo” przyszłości. Kluczowe pozostaje jednak pytanie, z czego będzie wytwarzana. Wachlarz możliwości jest, a podstawowym kryterium pozostaje dostępność i cena surowca. Z. Grudziński, *Konkurencyjność paliw w wytwarzaniu energii elektrycznej*, „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 4, s. 87–104; R. Bartnik, A. Hnydiuk-Stefan, *Analiza ekonomiczna jednostkowych kosztów produkcji elektryczności w różnych technologiach jej wytwarzania*, „Elektroenergetyka” 2016, nr 5, s. 256–263.

⁵⁴⁵ Procesy przeciwne, tj. gdy koszty wydobycia wyższe są niż ceny rynkowe, nie są wyjątkowe. Występują ze szczególną siłą w sytuacjach kryzysowych, nagłych załamaniach koniunktury np. lipiec–sierpień 2008 czy też marzec 2020. Powszechność subsydiowania własnej produkcji dotyczy nawet uznawanego za rentowny sektora *oil & gas* nie jest niczym wyjątkowym; por. M. Kaliski, M. Białek, Z. Jedynak, *Wpływ subsydiowania cen paliw na światowy rynek ropy naftowej*, „Wiertnictwo Nafta Gaz” 2012, t. 29, z. 1, s. 164. Kluczowe pozostaje znaczenie zdolności upstreamowych dla cen na rynku. Za przykład posłużyć może cena paliw naftowych w państwach produkcyjnych. Najbardziej znanym przykładem jest tu Wenezuela, w której cena litra benzyny była w 2018 roku kilkanaście razy niższa niż w państwach ościennych; *Venezuela Has Dirt-cheap Fuel, so Why Is Driving Nearly Impossible?*, “The Guardian”, 10 August 2018, <https://www.theguardian.com/world/2018/aug/10/venezuela-crisis-fuel-driving-census-maduro>, dostęp: 28.03.2020.

- c) Dostęp do surowców – sprowadza się przede wszystkim do kwestii logistycznej i w takich też kategoriach musi być rozpatrywany. Kryterium oceny koncentruje się na zdolności do ich bezpośredniego importu, czyli możliwości zakupu i dostawy od producenta z pominięciem tranzytu przez państwa trzecie⁵⁴⁶. Jest nie tylko istotnym elementem bezpieczeństwa energetycznego, lecz także oddziaływania cenowego na rynku wewnętrznym⁵⁴⁷. W przeciwieństwie do nadmienionych wyżej zdolności upstreamowych nie stwarza potencjału do niwelowania ich wysokości. Szczególnym przypadkiem jest tu casus państwa tranzytowego. Zachodzi on wtedy, gdy szlak dostaw przecina dane terytorium, a z niezależnych przyczyn jego pominięcie jest niemożliwe bądź nieopłacalne. Znaczenie geostrategiczno-logistyczne, jakie dla kraju pochodzenia posiada obszar przecinany przez trasę zaopatrzeniową, przekłada się na potencjał negocjacyjny jego dysponenta⁵⁴⁸.



Rys. 115. Dostęp do surowców a rynek paliwowo-energetyczny

Źródło: opracowanie własne.

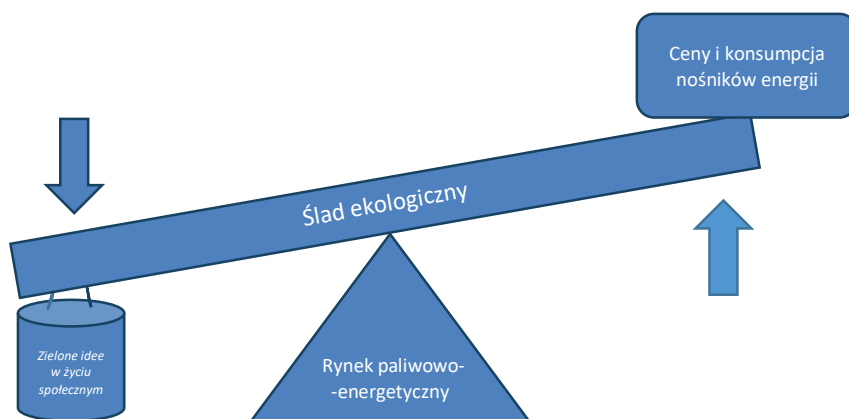
- d) Ślad ekologiczny – zgodnie z powszechnie przyjętym znaczeniem terminu jest szacunkową wielkością określającą w badanym procesie energetycznym zuży-

⁵⁴⁶ Za przykład uchodzić mogą rosyjskie rurociągi Nordstream czy Bluestream; M. Kaliski, A. Szurlej, Perspektywiczne segmenty krajowego rynku gazu ziemnego, „Wiertnictwo, Nafta Gaz”, t. 25, z. 2, s. 352.

⁵⁴⁷ B. Molo, Znaczenie Rosji dla bezpieczeństwa energetycznego Niemiec, „Krakowskie Studia Międzynarodowe” 2006, nr 4, s. 237–253.

⁵⁴⁸ Doskonałym przykładem może być tu Turcja, przez której terytorium przesyłane są paliwa węglowodorowe z Azerbejdżanu, Rosji i Iranu. Por. O. Voytyuk, Rola Turcji w przesyłaniu gazu ziemnego z regionu Morza Kaspijskiego, Azji Środkowej oraz Bliskiego Wschodu do państw Unii Europejskiej, „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 1, s. 89–106, a także P. Kwiatkiewicz, Turcja a transfer ropy i gazu do Europy z regionu kaspijskiego, „Gospodarka Materiałowa i Logistyka” 2009, nr 9, s. 18–22.

cie zasobów naturalnych w stosunku do możliwości ich odtworzenia przez Ziemię⁵⁴⁹. Pozostaje jednym z najtrudniej mierzalnych elementów oddziaływania na rynek paliwowo-energetyczny⁵⁵⁰. Jego znaczenie teoretycznie jest zależne od stanu wiedzy społeczeństwa na temat środowiska naturalnego i wpływu, jakie na nie wywiera wykorzystanie poszczególnych nośników. W praktyce sprowadza się do panujących w nim przekonań i nastrojów na ten temat. Oddziaływanie to jest tym większe, im wyższy jest wpływ „zielonych idei” na styl życia i praktyki stosowane przez ludność danego państwa czy też regionu.



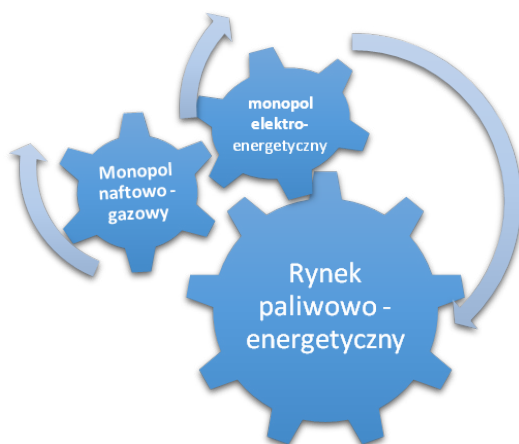
Rys. 116. Ślad ekologiczny a rynek paliwowo-energetyczny

Źródło: opracowanie własne.

- e) Obecność monopolii – w przypadku sektora paliwowo-energetycznego częstoć przybiera postać oddania przez państwo wyłączności podmiotom w obszarze wydobywania, przetwarzania bądź dystrybucji danego surowca. Sytuacja oddania im większej ilości jest stosunkowo rzadka. Zwykle co najwyżej łączone są towary mające zbliżone profile lub pochodzenie, np. ropa naftowa i gaz ziemny. Wyjątkowość rynku paliwowo-energetycznego tkwi w możliwości rywalizowania ze sobą monopolii poprzez konkurowanie nośnikami o podobnym przeznaczeniu. Za przykład posłużyć może tu elektroenergetyka, gdzie gaz ziemny jako

⁵⁴⁹ Na temat śladu ekologicznego jako niepieniężnego miernika jakości życia szeroko: L. Kłos, *Ślad ekologiczny jako nieekonomiczny miernik jakości życia społeczeństwa*, „Studia Ekonomiczne” 2014, nr 166, s. 71–76; L. Kłos, *Ślad ekologiczny jako wskaźnik zrównoważonej konsumpcji i produkcji*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu” 2013, nr 3018, s. 303–313.

⁵⁵⁰ M. Burchard-Dziubińska, *Zielona gospodarka jako nowy obszar zainteresowań ekonomii*, Referat na IX Kongres Ekonomistów Polskich nt. *Ekonomia dla przyszłości. Odkrywać naturę i przyuczyny zjawisk gospodarczych*, <http://www.pte.pl/kongres/referaty/Burchard-Dziubi%C5%84ska%20Ma%C5%82gorzata/Burchard-Dziubi%C5%84ska%20Ma%C5%82gorzata%20-%20ZIELONA%20GOSPODARKA%20JAKO%20NOWY%20OBSZAR%20ZAINTERESOWANIA%20EKONOMII.pdf>, dostęp: 30.03.2020.



Rys. 117. Monopole na rynku paliwowo-energetycznym

Źródło: opracowanie własne.

paliwo jest alternatywą dla mazutu bądź węgla kamiennego. Podobnie rzecz się ma w ciepłownictwie, a współcześnie coraz mocniej uwydatniają się rozbieżności w transporcie w obszarze zasilania pojazdów, gdzie pozycja tradycyjnie wykorzystywanych produktów naftowych zagrożona została przez gaz ziemny, alkohole czy energię elektryczną.

- f) Kartelizacja segmentów rynku w przypadku sektora paliwowo-energetycznego zwykle tożsama jest z regionalnym monopolem produkcji, a przede wszystkim



Rys. 118. Przykład kartelizacji na rynku paliwowo-energetycznym w obszarze produkcji i dystrybucji wybranego nośnika energii

Źródło: opracowanie własne.

dystrybucji wybranego nośnika. Jej oddziaływanie nie odbiega od omówionego wcześniej przypadku. Różnica sprowadza się do konieczności uwzględniania w prowadzonej polityce cenowej jako punktu odniesienia stawek obowiązujących u pozostałych podmiotów uczestniczących w podziale terytorialnym rynku.

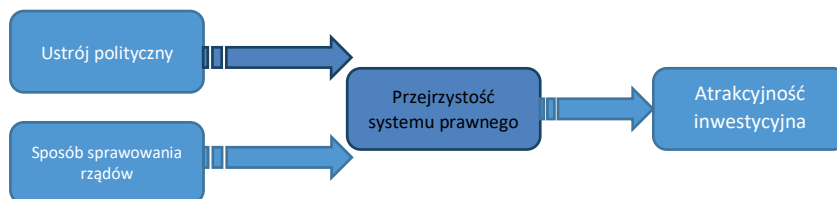
- g) Opodatkowanie nośników jest elementem powszechnym we współczesnym świecie. Obecne jest na każdym wewnętrznym rynku paliwowo-energetycznym, stając się podstawowym jego wyróżnikiem na tle innych. Poziom obciążenia fiskalnego na rzecz państwa jest podstawową obok kosztów pozyskania i magazynowania oraz marż częścią składową cen. W znaczącym stopniu determinuje ich finalna wielkość, oddziałując poprzez nią na popyt i podaż towarów. Instytucja państwa wykorzystuje je jako element regulacji rynku, a zarazem jedno z podstawowych źródeł swoich przychodów.



Rys. 119. Składowe cen surowców energetycznych

Źródło: opracowanie własne.

- h) Przejrzystość systemu prawnego – jest ważnym elementem regulacji życia gospodarczego. Decyduje o kształcie rynku paliwowo-energetycznego i obowiązujących na nim zasadach. Im budzą one mniejsze wątpliwości, tym wyższe jest zaufanie do niego. W zestawieniu z regulacjami ustroju politycznego i formą



Rys. 120. Przejrzystość systemu prawnego w relacji ustrój polityczny oraz sposób sprawowania rządów a atrakcyjność inwestycyjna

Źródło: opracowanie własne.

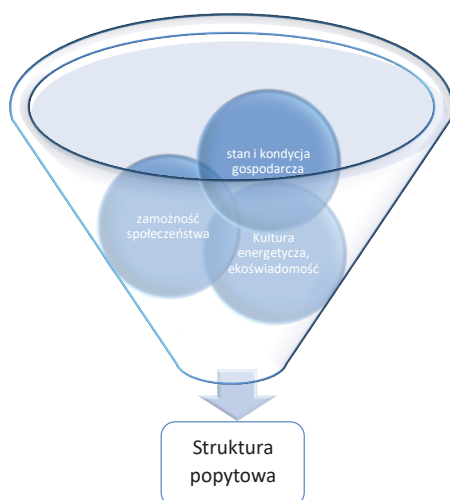
sprawowania władzy jest jednym z kluczowych mierników oceny ryzyka, co znajduje swoje odzwierciedlenie w atrakcyjności inwestycyjnej.



Rys. 121. Relacja między zamożnością społeczeństwa a poziomem konsumpcji

Źródło: opracowanie własne.

- i) Zamożność społeczeństwa – pozostaje czynnikiem określającym, uwzględniając wielkość populacji zdolność nabywczą strony popytowej, a tym samym potencjał rynku paliwowo-energetycznego. Jest podstawowym obok kultury energetycznej oraz świadomości ekologicznej wyznacznikiem poziomu konsumpcji nośników energii. Ponadto jest czynnikiem stabilizującym rynek, a także daje wyobrażenie o jego głębokości.
- j) Konsumpcja per capita energii pierwotnej może uchodzić za wskaźnik zamożności społeczeństwa oraz parametr charakteryzujący daną zbiorowość. Uszczegółowienie informacji na ten temat daje struktura popytowa.
- k) Struktura popytowa – określa, ile i na jakie nośniki jest zapotrzebowanie. Analiza będącej jej pochodną „konsumpcji finalnej” przekazuje ważne informacje na temat rynku paliwowo-energetycznego i jego specyfiki. Pozostaje też miarodajnym odzwierciedleniem stanu i kondycji gospodarki, a zarazem zamożności



Rys. 122. Struktura popytowa nośników energii i jej determinanty

Źródło: opracowanie własne.

i świadomości ekologicznej społeczeństwa oraz utrzymującej się w nim kultury energetycznej.

- l) Gęstość infrastruktury drogowej – jest jednym z czynników wpływających na konsumpcję wykorzystywanych w transporcie samochodowym i kolejowym paliw płynnych oraz gazowych, a także energii elektrycznej. Wartościami uzupełniającymi pozostają dla niej rozmieszczenie ludności, liczba pojazdów silnikowych oraz zamożność społeczeństwa i jego szeroko pojęta kultura energetyczna, obejmująca także system wartości i nawyki konsumenckie.
- m) System wartości / świadomość konsumencka – charakteryzuje przede wszystkim zamożniejsze i lepiej wykształcone społeczeństwa, w których wielkość⁵⁵¹, a przede wszystkim struktura zużycia energii pierwotnej wynikająca ze źródeł jej pochodzenia są rezultatem wyboru dokonywanego także pod wpływem pozaekonomicznych determinantów. Oddziaływanie na rynku paliw i energii tego czynnika jest wprost proporcjonalne do udziału, jaki posiada on w kształtowaniu preferencji konsumenckich.
- n) Nawyki konsumenckie – posiadają podobny wpływ na rynek paliw i energii do nadmienianego powyżej systemu wartości / świadomości konsumenckiej. Nie posiadają jednak tak trwałego charakteru, co wynika z behawioralnej formuły ich kształtowania. Wykazują silny związek z właściwą dla danej lokalizacji kulturą energetyczną, przenikając ją i współtworząc.

4.1.1. Wywiad ekspercki

Foresight jako metoda badawcza polega na wykorzystaniu wiedzy eksperckiej. W założeniu stworzona została jako interaktywna metoda prognostyczna, która posługuje się w charakterze narzędzia ustrukturyzowaną techniką komunikacji. Znalazła szerokie zastosowanie m.in. w badaniach biznesowych. Prowadzone w jego obszarze debaty i wywiady okazały się pomocne w rozpoznaniu tak przyszłych, jak i teraźniejszych zjawisk oraz stanów czy procesów. Jej podstawowym atutem pozostaje sięganie po teoretyczne i praktyczne zasoby poznawcze ekspertów problematyki, z zakresu będącego przedmiotem dociekań⁵⁵².

Właściwy dla prowadzonych poszukiwań naukowych z wykorzystaniem prognozowania interdyscyplinarny wymiar postępowania badawczego interdyscyplinarny wymiar i wynikający stąd jego heurystyczny charakter wykazują daleko idącą przydatność w poszukiwaniach analitycznych złożonych problemów, takich w których występuje wiele zależności i trudnych do skategoryzowania, a tym samym i kwantyfikowania czynników. Za takie w niniejszym przypadku uchodzą relacje bilateralne, praworządność, stosunki wewnętrzne w państwie, separatyzmy itd.

⁵⁵¹ W. Patrzałek, *Znaczenie świadomości ekologicznej w zachowaniach konsumenckich*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu”, 2017, nr 501, s. 11-23

⁵⁵² S. Sudoł, *Zarządzanie. Teoria i Praktyka*, Wyższa Szkoła Menedżerska w Warszawie 2016, nr 3 (17), s. 69–74.

Obszar chronologiczny poszukiwań naukowych prowadzonych z pomocą wywiadu eksperckiego nie zamyka się, jak wspomniano, na jednym poziomie czasowym. Może odnosić się do tego co jest i co będzie, a najczęściej tych obydwóch wariantów jednocześnie. Kluczowe znaczenie ma możliwie najlepszy dobór ekspertów. Z zasady powinni oni legitymować się różnym wykształceniem, zawodową praktyką, a zarazem uchodzić za autorytety w swojej dziedzinie. Ich opinie mają moc rekomendacji. Nie zawsze jednak są zbliżone do siebie, co wynika z wielu czynników: różnic światopoglądowych, odmiennych obserwacji, doświadczeń itp. Stąd też wystąpienie rozbieżności w badaniu jest w pełni akceptowalne. W trakcie procesu następuje uzgodnienie odmiennych poglądów. Niezwykle istotnym elementem postępowania pozostaje zapewnienie swobody dyskusji i gwarancja tajemnicy wypowiedzi respondentów. Jest to rękojmia i *conditio sine qua non* uzyskania nie-determinowanej czynnikami zewnętrznymi opinii.

W niniejszym postępowaniu skorzystano z pomocy dwóch grup ekspertów. Pierwszą tworzą znawcy rynku energetycznego: menadżerowie i doradcy biznesowi z branży paliwowo-energetycznej, w tym członkowie zarządów spółek skarbu państwa o takim profilu działalności, samodzielni pracownicy naukowci prowadzący od lat badania nad energetyką i związanymi z nią zagadnieniami, natomiast druga – kaukazolodzy, czyli znawcy regionu i panujących w nim relacji międzynarodowych oraz systemów politycznych.

Dane personalne uczestników nie zostaną ujawnione, co jest konsekwencją ich decyzji. Wynika ona m.in. z ich aktywności zawodowej i ostrożności dyktowanej w przypadku ujawnienia danych osobowych możliwym potencjalnym wpływem na dalszy przebieg kariery i zatrudnienia, np. wykonywania zleceń dla jednego z państw Kaukazu Południowego. Podobne obiekcje wyrazili pracownicy naukowci zajmujący się tą częścią świata, którzy kierowali się w swym postanowieniu tymi samymi względami. Wszystkich respondentów zapewniono o zachowaniu ich anonimowości.

Z grupy respondentów składającej się ze znawców kwestii gospodarczych w energetyce wydzielono dwa pięcioosobowe zespoły. Pierwszy tworzą eksperci dający się określić roboczo mianem „rynkowych praktyków”. Czterej w swym życiorysie zawodowym kierowali jako członkowie zarządu bądź zasiadali w radach nadzorczych spółek energetycznych, natomiast jeden pracował w charakterze doradcy i był odpowiedzialny za budowę strategii firm z sektora *gas & oil*. Wszyscy to mężczyźni w wieku od 40 do 65 lat. Legitymują się wykształceniem wyższym z obszaru nauk społecznych bądź technicznych i za wyjątkiem jednego posiadają tytuł naukowy doktora. Są powszechnie znani w środowisku i uchodzą za autorytety w swoim obszarze działań.

Drugi, nazwany dla potrzeb niniejszej pracy „akademickim”, to pracownicy naukowci zajmujący się na co dzień problematyką związaną z rynkiem paliwowo-energetycznym. Prowadzone przez nich badania mieszczą się w zakresie nauk społecznych ze szczególnym uwzględnieniem ekonomii i zarządzania oraz polityki i administracji, a także nauk inżyniersko-technicznych, do których to przypisana jest energetyka.

Także w przypadku tematu polityki zagranicznej państw Kaukazu Południowego w badaniu udział wzięło dziesięciu naukowców. Pięciu reprezentuje dyscyplinę nauk o polityce i administracji, specjalizując się w systemach politycznych oraz relacjach międzynarodowych, trzech jest znawcami dziejów najnowszych regionu zgodnie z obowiązującą klasyfikacją będąc przedstawicielami dziedziny nauk humanistycznych – historii, natomiast dwóch to zaangażowani w politykę publicyści.

Także kwestionariusz ankiety podzielono na dwie części – A i B. W pierwszej z wymienionych znalazły się tabele dotyczące:

- determinantów rozwoju rynku paliwowo-energetycznego,
- determinantów kierunku rozwoju polityki energetycznej,
- obszarów ryzyka dla rozwoju rynku energetycznego z podziałem na uwarunkowania zewnętrzne i wewnętrzne.

Eksperti poproszeni zostali o przeprowadzenie gradacji znaczenia wskazanych czynników, a także o oszacowanie procentowego wpływu wskazanych obszarów życia społecznego na funkcjonowanie rynku energetycznego w państwie. W przypadku wysiłków badawczych związanych z ustaleniem roli poszczególnych determinantów rozwoju rynku i kierunków przemian, jakim on podlega, zaproponowano, by każdy wymienionych elementów oddziaływania oceniony został niezależnie od obecności innych. Do cezurzystosowano pięciostopniową skalę, w której wielkości oznaczały odpowiednio wpływ na rynek energetyczny bądź kierunek rozwoju sektora jako: 1 – żaden, 2 – nieznaczny, 3 – przeciętny, 4 – znaczący, 5 – kluczowy.

W przypadku oceny ryzyka wskazane zostały cztery uniwersalne obszary potencjalnych zagrożeń. Nomenklaturowo da się je określić mianem: politycznych, gospodarczych, branżowych i logistycznych. Eksperti każdemu z nich przyporządkowywali udziały procentowe, tak by ich suma była równa 100. Respondenci posiadali pełną swobodę doboru wielkości. Odrębne zestawienie zaproponowano dla oddziaływania wewnętrznego i zewnętrznego, tj. zlokalizowanego w granicach państwa i poza nim. W dodatkowej tabeli pozostawiono pytanie otwarte o niewymieniony wcześniej czynnik. Respondenci otrzymali możliwość wpisania go według własnego uznania, jeśli ich zdaniem nadmienione dotąd determinanty nie wyczerpywały w sposób satysfakcjonujący okoliczności, które mogą wpływać na kształt rynku i energetyki. Podobnie jak poprzednio wydzielono elementy oddziaływania zewnętrznego i wewnętrznego.

Część B kwestionariusza ankietowego dotyczyła relacji międzynarodowych, a precyzyjniej prognoz rozwoju bilateralnych stosunków w państwach Południowego Kaukazu. Grono ekspertów poproszone zostało o określenie prawdopodobieństwa realizacji w najbliższej dekadzie wspólnych inwestycji gospodarczych przez: Armenię i Azerbejdżan, Armenię i Gruzję, Azerbejdżan i Gruzję. Odpowiedź mogła być twierdząca lub przecząca, nie pozostawiono innego wariantu. Zwrócono się do nich także o opinię dotyczącą prawdopodobieństwa zacieśnienia (nawiązania) dwustronnej współpracy gospodarczej do 2030 roku między Armenią, Azerbejdżanem i Gruzją a państwami ościennymi regionu, tj. Iranem, Rosją i Turcją. Posłużo-

no się tu skalą zastosowaną już wcześniej w ocenie ryzyka, respondenci szacowali możliwość zaistnienia takiego zdarzenia, oznaczając swój wybór w procentowych przedziałach: 0–4,99% – brak, 5–24,99% – małe, 25–75% – średnie, 75,01–94,99% – wysokie, 95–100% – bardzo wysokie⁵⁵³. Respondenci mieli w ten sam sposób ustosunkować się do kwestii nawiązania relacji gospodarczych między nieutrzymującymi ze sobą oficjalnie stosunków dyplomatycznych z Armenią i Azerbejdżanem oraz Gruzją i Rosją. Ostatnia para wymieniona była w identycznym ujęciu we wcześniejszej tabeli. Zmieszczenie jej po raz kolejny było celowe. Tym razem ulokowano ją w tabeli wspólnie z Armenią i Azerbejdżanem, co było ukrytym przekazem eksponującym konfrontację zbrojną, do której doszło między nimi w nieodległej przeszłości. Powtórzenie było swoistym sprawdzeniem percepcji ekspertów, kluczowej dla wiarygodności dokonanych przez nich wyborów.

Pierwszy zestaw w części A uzupełniono w toku badań. Rozszerzenie służyło doprecyzowaniu opinii eksperckich w celu zbliżenia ich stanowisk związanych

Rys. 123. Dokonaj gradacji wskazanych determinantów rozwoju rynku paliwowo-energetycznego przypisując im wartość od 1 do 5

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczący	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Ceny nośników energii					
Możliwości upstreamowe (w granicach)					
Dostęp do surowców					
Ślad ekologiczny					
Brak monopolii					
Obecność monopolii					
Kartelizacja segmentów rynku					
Obciążenia podatkowe nośników					
Przejrzystość systemu prawnego					
Zamożność społeczeństwa					
Konsumpcja energii per capita					
Struktura popytowa					
Gęstość infrastruktury drogowej					
System wartości/ świadomość konsumentka					
Nawyki konsumenckie					
.....					

Źródło: opracowanie własne.

⁵⁵³ Dobór rozpiętości przedziałów nie jest przypadkowy. Odzwierciedlenie prawdopodobieństwa zaistnienia niepożądanego zdarzenia w skali od 0,01% do 99,99% przy założeniu, zgodnie z którym od 25% do 75% mieści się obszar ryzyka prognostycznie najbardziej niepewny.

Rys. 124. Determinanty kierunku rozwoju polityki energetycznej

Wpływ	1 – żaden	2 – nie- znaczny	3 – prze- ciężny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Możliwości upstreamowe					
Dostęp do surowców					
Struktura popytowa					
Czynnik ekologiczny					
System polityczny					
Relacje z państwami ościennymi					
Nowe technologie w energetyce					
.....(inne: zaproponuj)					

Źródło: opracowanie własne.

Rys. 125. Oszacuj procentowo ryzyko wskazanych obszarów dla rozwoju rynku energetycznego wynikające z uwarunkowań wewnętrznych (suma w wersie musi wynosić 100%)

Obszar ryzyka	Polityczne	Gospodarcze	Branżowe	Logistyczne
Udział procentowy				

Źródło: opracowanie własne.

Rys. 126. Oszacuj procentowo ryzyko wskazanych obszarów dla rozwoju rynku energetycznego wynikające z uwarunkowań zewnętrznych

Obszar ryzyka	Polityczne	Gospodarcze	Branżowe	Logistyczne
Udział procentowy				

Źródło: opracowanie własne.

Jeśli uważasz za konieczne, zaproponuj nieuwzględniony w tabeli obszar ryzyka i określ jego udział procentowy

Rys. 127. Inne ryzyko – uwarunkowania wewnętrzne

a) Uwarunkowania wewnętrzne

Obszar ryzyka		
Udział procentowy		

Źródło: opracowanie własne.

Rys. 128. Inne ryzyko – uwarunkowania zewnętrzne

b) Uwarunkowania zewnętrzne

Obszar ryzyka		
Udział procentowy		

Źródło: opracowanie własne.

z wpływem cen nośników energii oraz znaczenia obciążeń podatkowych dla rozwoju rynku paliwowo-energetycznego.

4.2. Analiza SWOT rynku paliwowo-energetycznego państw Południowego Kaukazu

Analiza SWOT może uchodzić za jedną z popularniejszych metod służących porządkowaniu, gradacji i analizie informacji. W niniejszej rozprawie ma ona charakter typowo pomocniczy i na tym zaczyna się i kończy jej rola. Wynika to m.in. z daleko idących ograniczeń związanych z możliwością kategoryzowania przetwarzanych danych. Sięgnięcie po nią pozwala dokonać segregacji materiału i eksponować jego wybrane elementy. Nie umożliwia jednak niczego ponad określenie istniejącego w danym czasie stanu. Ten jednak w bardzo ograniczonym zakresie użyty może być w charakterze bazowej platformy dla działań prognostycznych czy też planowania strategicznego. Te same parametry mogą bowiem być interpretowane zarazem jako pozytywne i negatywne przesłanki dla rozwoju rynku paliwowo-energetycznego. Ocena nie jest w takich przypadkach rezultatem obiektywnego wyboru badawczego służącego poznaniu, a subiektywnej decyzji związanej z konkretną preferencją któregoś z rozwiązań. Ma mniejsze znaczenie w procesie mającym na celu identyfikację kierunku rozwoju, natomiast znajduje swoje zastosowanie dla określonego wskazania.

4.2.1. Armenia

Charakterystyka szeroko pojętych uwarunkowań, w których funkcjonuje rynek paliwowo-energetyczny w Armenii, oraz jego specyfika przedstawione w poprzednich częściach pracy (patrz. rozdz. 2.1 oraz 3.1) pozwoliła wyodrębnić właściwości przydatne do zestawień analizy typu SWOT. Dostrzeżenie atutów, którymi dysponuje to państwo w sektorze paliwowo-energetycznym, nie jest proste. Trudno wyodrębnić je wykorzystując tradycyjne kryteria oceny. Można wręcz traktować je w kategoriach fenomenu. Wynika on m.in. ze znaczącego udziału eksportu energii elektrycznej i wykorzystywaniu do wytwarzania pokaźnej jej części tradycyjnych elektrowni termicznych przy konieczności całkowitego importu wykorzystywanych do tego celu surowców, niemal śladowej konsumpcji paliw naftowych w transporcie etc.

Wśród mocnych stron wskazano m.in. „sprawną dyplomację”. Nadmieniona powyżej właściwość, zgodnie z którą podmiot pozbawiony własnych paliw kopalnych staje się dostawcą dla państwa ościennych energii elektrycznej, może uchodzić za potwierdzenie tego stanu rzeczy. Świadczy o ponadprzeciętnej skuteczności Armenii na arenie międzynarodowej nie brak od czasu, gdy państwo odzyskało niepodległość w 1991 roku.

Jako korzystny czynnik dla rozwoju lokalnego rynku paliwowo-energetycznego wskazano koncentrację ludności na niewielkim terytorialnie obszarze. Jest to przede

wszystkim okoliczność sprzyjająca elektroenergetyce i ciepłownictwu. W przypadku transportu drogowego trudno dostrzec zalety tej okoliczności.

Podobnie niejednoznacznie oceniana może być ograniczona konsumpcja paliw płynnych, wynikająca z masowego wykorzystywania w pojazdach CNG. Popularność tego ostatniego paliw w Armenii jest z jednej strony determinowana jego ceną, a z drugiej zaopatrzeniem w gaz ziemny poprzez barterowy import tego surowca z Iranu i dostawy Gazpromu. Sytuacja, w której powszechny staje się najtańszy nośnik z tytułu kosztów jego zakupu i dostępności, może uchodzić za świadectwo istnienia większego zapotrzebowania energetycznego w komunikacji samochodowej niż dotychczasowy poziom konsumpcji. Bariera wzrostu generowana jest stanem zamożności obywateli, a nie kulturą energetyczną i czynnikami ideowymi.

Rys. 129. SWOT dla rynku paliwowo-energetycznego Armenii

	Pozytywne	Negatywne
Wewnętrzne	<p>Mocne strony:</p> <ul style="list-style-type: none"> - sprawna dyplomacja - koncentracja ludności na niewielkim terytorialnie obszarze - ograniczona konsumpcja paliw płynnych - sprzyjające warunki dla funkcjonowania małych elektrowni wodnych - sprzyjające warunki dla rozwoju energetyki słonecznej - sieć elektroenergetyczna (pokrycie kraju, połączenia transgraniczne, rozbudowana sieć przesyłowa wysokiego napięcia) - silne zaangażowanie rosyjskiego kapitału w energetykę - popularność CNG w transporcie - nadwyżka produkcji energii elektrycznej - potencjał wytwórczy elektrowni przekraczający potrzeby wewnętrzne 	<p>Słabe strony:</p> <ul style="list-style-type: none"> - niski PKB per capita - znaczący odsetek ludności przebywających poza krajem - brak własnych surowców energetycznych - brak charakteru państwa tranzytowego - ograniczone warunki dla rozwoju energetyki wiatrowej - zewnętrzna kontrola przedsiębiorstw energetycznych - niestabilność polityczna - słabość gospodarki narodowej - stepowanie kraju - deficyt rodzimego kapitału inwestycyjnego - konieczność wyłączenia ze względu na czas eksploatacji EJ Mecamor
Zewnętrzne	<p>Szanse:</p> <ul style="list-style-type: none"> - wsparcie diaspory ormiańskiej w zakresie finansowania i transferu nowych technologii - dobre relacje z Rosją jako źródło zaopatrzenia w surowce węglowodorowe - dobre relacje z Iranem jako dostawcą gazu ziemnego i odbiorcą energii elektrycznej - rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną w Iranie - przestarzały potencjał wytwórczy energii elektrycznej w Gruzji 	<p>Zagrożenia:</p> <ul style="list-style-type: none"> - brak stosunków dyplomatycznych z Turcją i Azerbejdżanem (<i>de facto</i> stan wojny) - silne uzależnienie polityczne, gospodarcze i militarne od Rosji - szeroko zakrojona współpraca gospodarcza z zagrożonym amerykańskimi sankcjami Iranem - całkowita zależność od dostaw surowców energetycznych od Rosji i Iranu - możliwa presja ze strony Rosji lub Iranu na wstrzymanie eksportu energii elektrycznej do Gruzji

Źródło: opracowanie własne.

Z innych wskazań, których zasadność nie zawsze jest transparentna, wymienić należy m.in. stopowienie kraju. Zjawisko to odnotowane zostało jako jedna z tych okoliczności, które nie są korzystne dla miejscowego rynku paliwowo-energetycznego. Jej negatywne skutki znajdują swoje odzwierciedlenie w wytwarzaniu energii elektrycznej. Udział hydroenergetyki przekracza tu (jak już wspomniano w rozdziale 2.1) 30%. Problem nie sprowadza się jednak tylko do tego typu elektrowni. W nie mniejszym stopniu odnosi się także do pozostałych, tak konwencjonalnych termicznych, jak i jądrowej. Każda z nich wykorzystuje wodę w procesie produkcyjnym⁵⁵⁴.

Wsparcie diaspory w zakresie finansowania i transferu nowych technologii jest nietypowym elementem wywierającym wpływ na rynek. W przypadku Armenii stanowi wypadkową znaczenia w polityce państwa wspólnoty narodowej, a ta postrzegana jest w kategorii jedności osób legitymujących się ormiańskim rodowodem. Miejsce pochodzenia czy też zamieszkania nie ma tu znaczenia. Stąd też jednym z kluczowych resortów pozostaje Ministerstwo Diaspory. Pozycja jego wyznacza miejsce w budżecie⁵⁵⁵ oraz wpływy, jakie trafiają do niego z datków Ormian rozrzuconych po świecie. To za ich sprawą finansowana jest część inwestycji, a zarazem lobbowany dostęp do najnowocześniejszych rozwiązań technicznych⁵⁵⁶.

Wyjaśnienia wymaga także umieszczenie wśród czynników oddziałujących pozytywnie na kondycję wewnętrzną rynku paliwowo-energetycznego zaangażowania kapitału rosyjskiego. Dla państwa pozbawionego własnych zasobów surowców energetycznych jest to okoliczność korzystna i może być odczytywana jako swoista rękojmia zaopatrzenia w paliwa węglowodorowe⁵⁵⁷.

Warto tytułem komentarza wspomnieć o nadmienionym zagrożeniu wymuszenia zerwania eksportu energii elektrycznej do Gruzji przez Rosję lub Iran. O ile pierwsza z wymienionych okoliczności nie wymaga wyjaśnień, o tyle druga nakłada taką konieczność. Należy brać pod uwagę możliwość wystąpienia przez Iran z konkurencyjną wobec kierunku gruzińskiego propozycją tranzytu surowca z Kazachstanu i Turkmenistanu na zachód i na południe. Uskutecznienie takich zamiarów jest wprawdzie mało prawdopodobne. Wymagałoby całkowitej przebudowy relacji amerykańsko-irańskich. Zyskałoby rację bytu w rezultacie wycofania się Stanów Zjednoczonych z regionu czy też utraty posiadanego tu znaczenia. Nic nie wska-

⁵⁵⁴ Zużycie wody zależne jest od zastosowanej technologii. Rodzaj wykorzystywanego paliwa odgrywa mniejszą rolę. Por. W. Sikorski, *Zużycie wody w produkcji energii elektrycznej*, „Energia i Recykling” 2019, nr 10.

⁵⁵⁵ <https://www.gov.am/en/the-budget/> dostęp: 31.12.2020

⁵⁵⁶ R. Kitchin, M. Boyle, *Diaspora Strategies in Transition States: Prospects and Opportunities for Armenia*, http://www.kitchin.org/wp-content/uploads/2019/04/Armenia_report_2011.pdf, s. 15, 40–44. dostęp: 31.12.2020

⁵⁵⁷ Czytelność pozostałych okoliczności wspomnianych, tak w obszarze wewnętrznym, jak i zewnętrznym, we wszystkich czterech kolumnach nie wymaga wyjaśnień związanych z takim, a nie innym ich umiejscowieniem.

zuje, by tak miało się stać. Brak perspektyw na realizację nie jest jednak okolicznością, która stanowi *conditio sine qua non* zainicjowania służących temu działań.

4.2.2. Azerbejdżan

Rynek paliwowo-energetyczny Azerbejdżanu nie przypomina swych odpowiedników w pozostałych państwach Południowego Kaukazu. Wynika to z dysponowania potężnym zapleczem surowcowym w postaci własnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. W kontekście SWOT jest trudno tego typu walor inaczej zakwalifikować niż jako czynnik budujący potencjał rynku, a więc mocną jego stronę. Problem jest jednak bardziej złożony. Nadmieniona zasobność przekłada się na stosunek do paliw węglowodorowych i znajduje swoje odzwierciedlenie m.in. w wielkości rodzimej konsumpcji. Dla rynku wewnętrznego ma to tak zbawienny, jak i zgubny charakter. Podobnych wieloznaczności jest znacznie więcej. W wymiarze zewnętrznym za przykład posłużyć może zacieśnienie współpracy z Iranem.

Nie brak elementów, które mogą być uznane za atut dla przyszłości rynku paliwowo-energetycznego w określonych okolicznościach lub wtedy, gdy dopełnia je

Rys. 130. SWOT dla rynku paliwowo-energetycznego Azerbejdżanu

	Pozytywne	Negatywne
Wewnętrzne	<p>Mocne strony:</p> <ul style="list-style-type: none"> - potężne zasoby surowców energetycznych - stabilny system polityczny - nierównomierne zasiedlenie, znacząca koncentracja ludności w wybranych rejonach - ponadprzeciętna konsumpcja paliw w regionie - dobrze rozwinięta infrastruktura przesyłowa surowców węglowodorowych - korzystne warunki do rozwoju wszystkich gałęzi OZE - rozbudowane energochłonne gałęzie przemysłu - transport zdominowany przez komunikację samochodową 	<p>Słabe strony:</p> <ul style="list-style-type: none"> - niski PKB per capita - znaczące rozwarstwienie majątkowe społeczeństwa - słabo rozbudowana sieć drogowa - korupcja - upolitycznienie administracji - brak bodźców do transformacji energetycznej w kierunku OZE - emigracja zarobkowa do Turcji i Rosji
Zewnętrzne	<p>Szanse:</p> <ul style="list-style-type: none"> - budowa rurociągu Transkaspijskiego i związana z tym szansa na tranzyt dla surowców z Kazachstanu i Turkmenistanu - większy popyt na paliwa w Turcji i Gruzji - kooperacja z Iranem i Rosją w zakresie poszukiwań i eksploatacji złóż kaspjskich - kooperacja w tranzycie surowców węglowodorowych z Iranem i Rosją 	<p>Zagrożenia:</p> <ul style="list-style-type: none"> - brak integralności terytorialnej - zamrożony konflikt o Górski Karabach - uleganie wpływom USA w relacjach z Iranem - uzależnienie gospodarki od eksportu węglowodorów

Źródło: opracowanie własne.

inny czynnik. Za przykład służyć może nierównomierne rozmieszczenie ludności przy istnieniu regionów o jej znacznej koncentracji. Jest to zaleta dla państwa dysponującego własnym zapleczem paliwowym oraz rozbudowanym transportem samochodowym. Stan taki jest korzystny dla rozwoju elektroenergetyki, a zarazem stymuluje transport drogowy, generując popyt na paliwa płynne.

Także wskazane znaczące rozwarstwienie majątkowe jako sytuacja niekorzystna wymaga wyjaśnienia. Dyferencja w tym przypadku oznacza ograniczenie wielkościowe i ilościowe popytu. Wynika to ze stanu zamożności mieszkańców. Stosunkowo nieliczna grupa osób, których pobory znacznie przekraczają średni statystyczny dochód, nie ma bowiem możliwości wygenerowania popytu na poziomie odpowiadającym zapotrzebowaniu większości. Nawet jeśli dysponuje odpowiednim kapitałem, to i tak samodzielnie ze względu na ograniczenia fizyczne nie będzie w stanie zużywać tyle samo nośników, co duża zbiorowość.

Omówienia wymaga także uznanie za szansę możliwości, jakie otwiera przed Azerbejdżanem powstanie podmorskiego rurociągu Transkaspjskiego przez Morze Kaspjskie. Pochodzące z Turkmenistanu i Kazachstanu surowce teoretycznie postrzegane mogą być jako konkurencyjne w stosunku do rodzimego wydobywania. W praktyce rzecz przedstawia się odmiennie. W przypadku ropy naftowej produkcja Azerbejdżanu systematycznie się obniża. Znacząco ustępuje potencjałowi infrastruktury przesyłowej służącej eksportowi. Rurociąg Transkaspjski pozwoli uzupełnić te braki. Nada Azerbejdżanowi pozycję państwa tranzytowego, a zarazem stanie się bodźcem rozbudowy systemów magazynowych, co korzystnie wpłynie na bezpieczeństwo energetyczne państwa i stabilność rynku wewnętrznego.

4.2.3. Gruzja

Współczesny rynek paliwowo-energetyczny w Gruzji jest w znaczącym stopniu kształtowany przez czynniki zewnętrzne. Całkowita zależność od dostaw surowców energetycznych z Azerbejdżanu przy jednoczesnym braku relacji gospodarczych z Rosją, które stanowiłyby naturalny komponent dywersyfikacji, tworzą jego specyfikę. W takiej konfiguracji pomyślność jego rozwoju jest w dużej mierze zależna od znaczenia tranzytowej pozycji państwa. Od tego, w jaki sposób zdoła wykorzystać swe położenie geograficzne i wyeksponować handlowo okoliczność posiadania najbliższej usytuowanych nie tylko dla Azerbejdżanu, lecz także dla Kazachstanu i Turkmenistanu portów morskich.

Wskazanie w kontekście rozwoju rynku paliwowo-energetycznego jako mocnej strony transportu zdominowanego przez przewozy samochodowe wymaga wyjaśnienia. W przypadku państwa niedysponującego własnymi surowcami węglowodorowymi, a także niedysponującego nowoczesnym zapleczem wytwórczym energii elektrycznej pozwalającym na zaspokojenie popytu wewnętrznego, kwestia szeroko pojętego doboru paliwa przyszłości pozostaje otwarta. Motoryzacja pozostaje bez wątpienia najbardziej energochłonną formą komunikacji i to nie tylko w ruchu lądowym.

Rys. 131. SWOT dla rynku paliwowo-energetycznego Gruzji

	Pozytywne	Negatywne
Wewnętrzne	<p>Mocne strony:</p> <ul style="list-style-type: none"> - nierównomierne zasiedlenie, znacząca koncentracja ludności w wybranych rejonach - dobrze rozwinięta infrastruktura przesyłowa surowców węglowodorowych - korzystne warunki do rozwoju wszystkich gałęzi OZE - koncentracja na transporcie samochodowym - potężny potencjał rozwojowy gospodarki - morskie terminale przystosowane do bunkrowania statków - morskie terminale naftowe przystosowane do załadunku tankowców 	<p>Słabe strony:</p> <ul style="list-style-type: none"> - niski PKB per capita - słabo rozbudowana sieć drogową - niestabilny system polityczny - ukryte bezrobocie strukturalne - dominująca pozycja SOCAR na rynku gazowym i paliwowym - przestarzała infrastruktura przesyłowa sieci elektroenergetycznej i brak inwestycji modernizacyjnych
Zewnętrzne	<p>Szanse:</p> <ul style="list-style-type: none"> - tranzyt dla surowca eksportowanego przez Azerbejdżan - tranzyt dla surowca z Kazachstanu i Turkmenistanu po powstaniu rurociągu Transkaspijskiego - zainteresowanie kaspijskimi węglowodorami państw nad Morzem Czarnym 	<p>Zagrożenia:</p> <ul style="list-style-type: none"> - brak integralności terytorialnej - zależność surowcowa od Azerbejdżanu - ekspansja SOCAR i BP - brak współpracy z Rosją - emigracja zarobkowa do Rosji - Bosfor jako droga transportowa dla eksportu morskiego z portów Gruzji

Źródło: opracowanie własne.

Ponadto wobec słabo rozbudowanej sieci połączeń kolejowych jest rozwiązaniem bezalternatywnym, co nie pozostaje bez wpływu na wielkość rynku paliw płynnych i jego przyszłość.

Wielkość i znaczenie motoryzacji w życiu gospodarczym Gruzji znajduje swoje odzwierciedlenie w pełnieniu przez to państwo roli regionalnego centrum dystrybucyjnego importowanych samochodów z całego świata. Najpoważniejsze ograniczenie w omawianym obszarze transportu drogowego kryje się w samym zasięgu i dostępności połączeń drogowych. To nie za sprawą ilości pojazdów, lecz dostępności dróg dynamika zmian zapotrzebowania na nośniki węglowodorowe jest niższa niż można byłoby się tego spodziewać po liczności nowo rejestrowanych aut. Stąd też element ten wyszczególniony został wśród przeszkód rozwojowych.

Podobnie rzecz ma się ze stanem sieci elektroenergetycznej oraz mocami wytwórczymi, których żywotność w wielu przypadkach jest nadwyrężana. Zważywszy na lata zaniedbań trudno oczekiwać, by dokonała się ona w krótkim czasie.

Omówienia wymaga także wskazany tranzyt nośników energii z Azerbejdżanu. Nie odnosi się to jedynie do tamtejszego wydobycia, lecz do węglowodorów mogących w przyszłości docierać z tego kierunku do Gruzji, a pochodzących z innych państw nadkaspjskich. Jak już nadmieniono, dla Kazachstanu, a także dla północy

Turkmenistanu jest to najbliższe wybrzeże morskie, skąd surowiec może być eksportowany. Powstanie rurociągu/ów przez Morze Kaspijskie stawia Gruzję w szczególnie korzystnej pozycji. Uzyskaniu przez nią intratnej pozycji dystrybutora tych surowców sprzyja zaangażowanie w poszukiwania i eksploatacje złóż po obu stronach kaspijskiego akwenu koncernu BP, będącego udziałowcem przecinających to państwo magistral BTE oraz BTC i terminalu naftowego w Supsie.

Okolicznością zasługującą na wyjaśnienie pozostaje zagrożenie związane z zależnością od Azerbejdżanu. Odzwierciedla się ona w monopolizacji kierunku dostaw transferowanego surowca z jednej strony, natomiast z drugiej w umacnianiu pozycji na wewnętrznym rynku paliw płynnych i gazu zmiennego przez SOCAR. Stopniowo staje się on najważniejszym graczem kosztem rodzimych podmiotów. Zważywszy na narodowy charakter wspomnianego koncernu i sprawowany nad nim polityczny nadzór niesie za sobą istotne ryzyko zaburzeń już nie tylko dla branży, lecz i całego szeroko pojętego bezpieczeństwa energetycznego Gruzji.

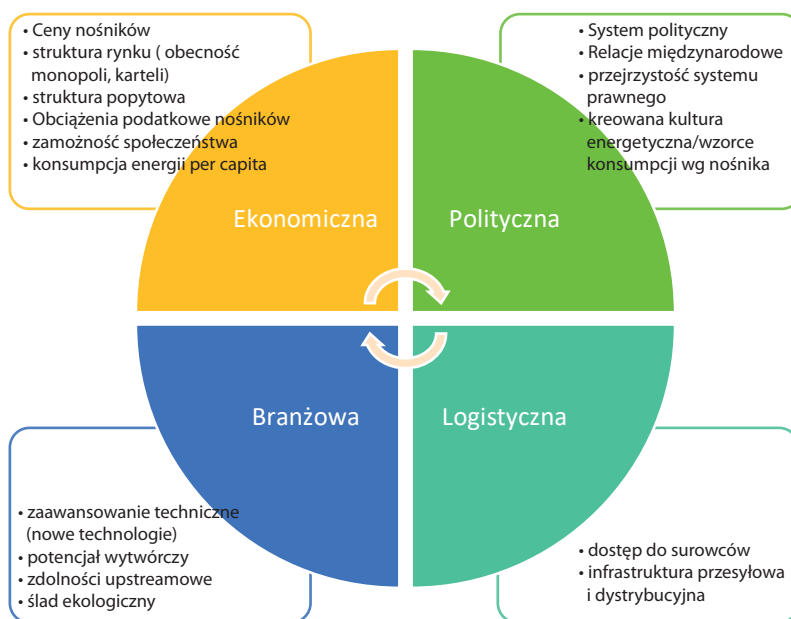
W kontekście nadmienionych powyżej okoliczności kwestia współpracy z Rosją, a precyzyjniej całkowitego jej braku, nabiera negatywnego wymiaru. Jest tożsąma z brakiem dywersyfikacji zaopatrzenia surowcowego, a zarazem niesie za sobą niekorzystną z punktu widzenia państwowych interesów politycznych i gospodarczych rywalizację z potężnym sąsiadem. Przykładem jest tu zubażająca obie strony konkurencja w zakresie bunkrowania statków w portach czarnomorskich.

4.3. Systematyzacja i gradacja uwarunkowań istotnych dla lokalnych rynków paliwowo-energetycznych na obszarze Kaukazu Południowego

Rynek paliwowo-energetyczny jest złożonym systemem instytucjonalnym⁵⁵⁸. Jego utylitarny wymiar sprowadza się w dużym uproszczeniu do formalizacji relacji handlowych między dostawcą a odbiorcą. Ilości czynników wpływających na szeroko pojęty charakter tych kontaktów, obejmujący zarówno ich jakość, jak i częstotliwość, niejednokrotnie nie da się nawet w przybliżeniu określić. Parametrem porządkowym pozostaje szczegółowość procesu analitycznego i to ona decyduje o stopniu standaryzacji. Nie powinna być ona zaawansowana bardziej niż tego wymaga postać akceptowalna dla jej użyteczności.

W niniejszym przypadku wydzielono cztery kluczowe obszary oddziaływania. Są nimi polityka, ekonomia, logistyka oraz sfera branżowa. Daje się je określić mianem newralgicznych, czyli takich, w których wystąpienie wybranego zdarzenia ma swoje odzwierciedlenie w relacjach panujących między stroną popytową i podażową w obrocie paliwami oraz energią elektryczną. Im też przyporządkowano omówione wcześniej czynniki (patrz: rozdz. 4.1).

⁵⁵⁸ W. Stankiewicz, *Ekonomika instytucjonalna. Narodziny i rozwój*, Warszawa 2012, s. 82.



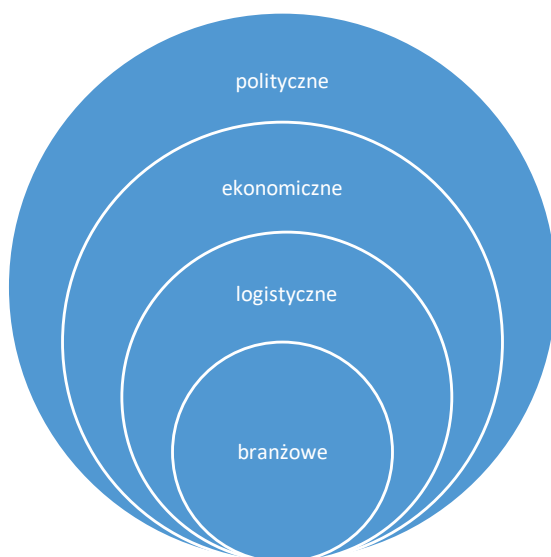
Rys. 132. Sfery oddziaływania na rynek paliwowo-energetyczny i przyporządkowane im determinanty

Źródło: opracowanie własne.

Wskazane determinanty różnią się od siebie pod względem wagi i znaczenia, jakie posiadają dla rynku paliwowo-energetycznego. Próba ich hierarchizacji jest skomplikowana. Poszczególne zdarzenia odbiegają od siebie nie tylko zakresem oddziaływania w wymienionych obszarach, lecz także dynamiką, intensywnością, czasem trwania etc. Wszelkie próby zestawiania ich z sobą wymagałyby stworzenia skali, według której szeregowany byłby każdy przypadek, a następnie te mieszczące się na tym samym pułapie mogłyby być ze sobą porównywane. Nawet gdyby było to możliwe, to i tak nie miałyby pragmatycznie większego sensu.

Kompromisowym rozwiązaniem wynikającym z konieczności parametryzowania czynników wpływających na rynek paliwowo-energetyczny i ich gradacji pozostaje hierarchizacja właściwych im sfer. Jest to możliwe, gdyż problematyka dociekań niniejszej pracy dotyczy jego funkcjonowania w Armenii, Azerbejdżanie i Gruzji. Odnosi się zatem do instytucji państwa pozostającego tu czynnikiem o nadrzędnej pozycji. Jest ono wprawdzie systemem zgoła odmiennym niż funkcjonujący w nim rynek, lecz z definicji pozwala się identyfikować jako jego interesariusz.

Rzecz dotyczy bytu politycznego, stąd też hierarchicznie tę właśnie sferę ulokowano najwyżej. Obszar ekonomiczny jest w dużym uproszczeniu rezultatem jego aktywności gospodarczej. Stąd też pozycjonowany jest jako zależny od poprzedniego. W relacjach podległych wobec niego pozostają obszary logistyczny i branżowy.



Rys. 133. Struktura zależności stref oddziaływania na rynek paliwowo-energetyczny

Źródło: opracowanie własne.

Nakreślona struktura sygnalizuje uwarunkowania rozwojowe i implikacje w czterech podstawowych sferach oddziaływania. Nie są one autonomiczne, stąd zdarzenie w którejkolwiek z nich znajduje swoje konsekwencje w pozostałych. Przedstawiony układ (rys. 133) ma charakter uniwersalny. Odzworowuje on zakres odbioru wynikający z zajścia zmiany, lecz niekoniecznie już kolejność.

4.4. Dobór wymogów koniecznych dla modelu rozwoju rynku paliwowo-energetycznego

Wśród okoliczności, które sprzyjają rozwojowi rynku paliwowo-energetycznego, wymienić można np. posiadanie łatwo dostępnych oraz tanich w eksploatacji złóż surowców węglowodorowych, warunki wybitnie sprzyjające rozwojowi energetyki odnawialnej, zamożność społeczeństwa przy jednocześnie niskich cenach i powszechnej dostępności nośników energii etc. Dysponowanie nimi jest jednak rzadkością, dlatego też stanowią bardziej teoretyczny wzorzec doskonałości niż realny przykład. Zbliżenie się do niego mogłoby uchodzić za gotową strategię sukcesu, lecz zwykle nie jest możliwe. Dysponowanie na własnych terytoriach zasobami naturalnymi czy też ich usytuowanie geologiczne pozostają bowiem czynnikami niezależnymi. W warunkach pokojowych, bez przesuwania granic państwowych, nie można wejść w ich posiadanie. W konsekwencji poszukiwanie modelowego

rozwiązania jest postępowaniem polegającym na wyselekcjonowaniu i wyeksponowaniu tych spośród istniejących uwarunkowań, które posłużyć mogą jako filary dedykowanej danemu podmiotowi koncepcji rozwojowej.

Brak poczucia wspólnotowości i zakorzenione podziały w szeroko rozumianej przestrzeni politycznej Kaukazu Południowego uniemożliwiają postrzeganie rynku w tym regionie jako jedności. Nie dają też podstaw, by spodziewać się w dającej się określić przyszłości wysiłków na rzecz poszukiwania zunifikowanej drogi rozwoju. Przynajmniej takiej, która mogłaby uchodzić za rezultat konsensusu.

Prowadząc dociekania nad perspektywą potencjalnej integracji, trudno nie brać pod uwagę scenariusza, w którym Azerbejdżan przejmie kontrolę nad sektorem paliwowo-energetycznym Gruzji, a tym samym i nad obrotem wewnętrznym jego produktami. Mógłby się on ziszczyć m.in. za sprawą daleko idącego uzależnienia jej gospodarki od dostaw surowców energetycznych docierających z Azerbejdżanu z jednej strony, a z drugiej z powodu wzrostu znaczenia dla budżetu wpływów finansowych pobieranych za przesyłanie tranzytem węglowodorów na Zachód. Narzędziem sprawowania takiej kurateli stałby się zapewne SOCAR. Bezsprzecznie nie jest to perspektywa, która oficjalnie uchodzić mogłaby w kręgach rządowych Gruzji za pożądaną. Dynamika, z jaką postępuje ekspansja nadmienionego koncernu, jest jednak argumentem przemawiającym na rzecz uprawdopodobnienia takiego rozstrzygnięcia.

Alternatywnym rozwiązaniem niesprzyjającym jednak dalej idącej unifikacji rynku byłaby symbiotyczna kooperacja między tymi dwoma państwami. Współpraca, w której Azerbejdżan monopolizowałby wprawdzie dostawy do Gruzji surowców węglowodorowych, natomiast ta stałaby się dlań podstawowym szlakiem ich tranzytu. Partnerstwo w tym przypadku obwarowane jest nie tylko intencjami i dobrą wolą stron, lecz także uwarunkowaniami zewnętrznymi. Wśród wielu okoliczności, które miałyby na to wpływ, istotne miejsce zajmują m.in. dalsza izolacja Iranu na arenie międzynarodowej, brak ściślejszego zbliżenia w relacjach azerbejdżańsko-rosyjskich bądź stosunkach gruzińsko-rosyjskich etc.

Każdy z prezentowanych wariantów zespolenia rynkowego jest korzystny przede wszystkim dla Azerbejdżanu. On bowiem pozostaje beneficjentem związku bez względu na to, w którym ze wskazanych kierunków będzie on ewoluował. Uruchomienie rurociągu Transkaspjskiego może istotnie zbliżyć oba państwa do siebie gospodarczo, lecz mało prawdopodobne, by profity z tego tytułu rozkładały się odwrotnie. Podążanie drogą wytyczaną przez Azerbejdżan niesie dla Gruzji poważne ryzyko pokusy zaniechania transformacji oraz modernizacji energetyki i uzależnienia jej od zasobów, których nie jest dysponentem. Jeszcze kilkanaście lat temu nie miała wyboru, a podjęta wówczas współpraca z Azerbejdżanem miała wymiar strategicznego sojuszu. Postęp techniczny widoczny od tego czasu w obszarze OZE otwarł zupełnie nowe perspektywy i możliwości.

Wskazane okoliczności jednoznacznie przemawiają za koniecznością wypracowania i przyjęcia przez każde państwa Kaukazu Płd. własnego modelu rozwojowego

dla rynku paliwowo-energetycznego. Utrzymujący się już trzy dekady stan wojny między Armenią i Azerbejdżanem oraz zakorzeniona w tradycji daleko posunięta wzajemna niechęć zamieszkujących je narodów nie daje podstaw do tego, by mógł on w bliższej czy dalszej przyszłości powstać. Rokowania są tu bardzo jednoznaczne. Także bilateralne stosunki gospodarcze między Armenią i Gruzją nie sposób tytułować mianem przykładowych. Potencjał możliwej współpracy pozostaje niewykorzystany i od lat niewiele się pod tym względem zmienia, co można odczytać jako intencjonalne zaniechanie wynikające z rozbieżności interesów tych państw. Nawet w przypadku kooperacji handlowej Azerbejdżanu i Gruzji nie zawsze się one łączą, jak już wcześniej wspomniano. Brak wspólnotowości i dominacji elementów partykularnych stoją za odmiennymi koncepcjami kształtowania się wewnętrznych relacji między oferentami i odbiorcami produktów sektora energetycznego. Formułą dedykowaną jego charakterystyce oraz zdolności do transformacji wynikającej z posiadanych możliwości oraz potrzeb.

Biorąc pod uwagę dobór kierunku rozwoju, który mógłby zostać uznany jako optymalny dla energetyki w Armenii, Azerbejdżanie czy Gruzji jako czynniki o fundamentalnym znaczeniu dla prowadzonych poszukiwań wskazano:

- możliwości upstreamowe,
- dostęp do surowców,
- strukturę popytową,
- czynnik ekologiczny,
- system polityczny,
- relacje z państwami ościennymi,
- nowe technologie w energetyce.

Selekcji spośród szerokiej palety elementów mających wpływ na kondycję gospodarczą podmiotów branżowych oraz szeroko pojęty kształt i stan rynku paliwowo-energetycznego dokonano z wykorzystaniem kryterium eksponującego znaczenie bezpieczeństwa, użyteczności oraz rachunku ekonomicznego.

Pierwszy z wymienionych aspektów uznano za *conditio sine qua non* stabilności sektora w przyszłości, natomiast drugi jako uzasadnienie utylityzmem społecznym jego funkcjonowania, a trzeci opłacalnością.

Tłumacząc wybór, warto spojrzeć na niektóre ze wskazanych determinantów raz jeszcze, tym razem jednak nie w kontekście wpływu, jaki wywierają na rynek, lecz przebudowy energetyki w państwie.

1. Możliwości upstreamowe na własnym terytorium – mogą uchodzić za najtańszy i najpewniejszy sposób zaopatrzenia producentów paliw i energii. Warunkiem jest tu posiadanie zasobów naturalnych, których koszt eksploatacji jest niższy niż cena rynkowa wydobywanego surowca. Znaczenia i roli dysponowania własnymi złożami w kontekście rozwoju energetyki nie da się przecenić.
2. Dostęp do surowców – w niniejszym kontekście przekłada się przede wszystkim na elementy związane z bezpieczeństwem energetycznym państwa. Nie

- jest tożsamy z jego gwarancją, lecz stanowi warunek niezbędny, by zaistniało. Wymiar użyteczny tego czynnika jest bardzo przejrzysty. W przypadku aspektu ekonomicznego jest on równie czytelny i znajduje swoje odzwierciedlenie w cenie i podaży paliw.
3. Struktura popytowa – jest istotnym czynnikiem kształtowania profilu energetycznego. Z tego tytułu też wynika jej użyteczny i ekonomiczny wymiar. Aspekt bezpieczeństwa ma drugoplanowe znaczenie.
 4. Czynniki ekologiczne – jest częścią szeroko pojętego bezpieczeństwa energetycznego i w nim ma swoje odbicie. Użyteczny i ekonomiczny jego wymiar odnosi się do relacji między kosztami społecznymi i gospodarczymi wykorzystywania tańszych, lecz bardziej inwazyjnych dla środowiska naturalnego nośników energii a stosowaniem nowoczesnych nisko- lub bezemisyjnych, ale droższych ich odpowiedników.
 5. System polityczny – jego wpływ na bezpieczeństwo energetyczne, strukturę konsumpcji oraz dobór i wykorzystanie nośników jest kluczowy. Pod względem siły oddziaływania oraz wpływu na kształt energetyki nie ma odpowiedników. Wynika to ze stopnia upolitycznienia sektora, począwszy od upstreamu i importu surowców, poprzez midstream, a na downstreamie skończywszy. Przejawia się w kontroli i nadzorze instytucji państwa nad podmiotami branżowymi, dostrzeganiu w nośnikach prostego w poborze sposobu opodatkowania, utrzymywaniu systemu koncesyjnego i generowaniu zysków z tytułu sprzedaży pozwoleń na prowadzenie w zakresie związanym z wydobywaniem surowców, produkcją paliw, wytwarzaniem energii elektrycznej oraz handlem i dystrybucją nimi. Odzwierciedla się także w decyzjach kadrowych i obsadzie zarządów funkcjonujących na tym polu spółek, a nierzadko także personelu niższych szczebli. Atrakcyjność takiego zatrudnienia wiąże się z zamożnością tychże firm i standardowo wypłacanymi w niej ponadprzeciętnymi gażami. Praktyka ta jest powszechna nie tylko na obszarze byłego bloku wschodniego i może uchodzić za zapłatę partii rządzącej dla swych aktywistów za udzielane jej wsparcie. Może też uchodzić za instrument kontrolny i oficjalnie tak też jest traktowana przez sprawujący władzę establishment polityczny.
 6. Relacje z państwami sąsiednimi – w przypadku państw niebędących samowystarczalnymi pod względem zasobów naturalnych surowców energetycznych są czynnikiem kształtującym bezpieczeństwo energetyczne. Natomiast dla posiadających takie złoża pozostają ważnym elementem międzynarodowych relacji gospodarczych, determinując eksport paliw kopalnych i jego kierunki. Szczególnie, jeśli rzecz dotyczy państwa pozbawionego otwartego dostępu do morza. Każdy z wymienionych kontekstów ma swój użyteczny wymiar, którego konsekwencje znajdują swoje odzwierciedlenie w sferze ekonomicznej.
 7. Nowe technologie w energetyce – stanowią o przyszłości sektora. Są tymi czynnikami, które powinny być koordynatami kierunku rozwoju energetyki i muszą być brane pod uwagę w jego doborze. Wynika to m.in. z możliwo-

ści, jakie za nimi stoją, np. wyższej jakości produkcji, niższych jej kosztów, usprawnień logistycznych etc. Nietrudno dostrzec w tym wymiar użyteczny i ekonomiczny. Biorąc pod uwagę globalny charakter postępu, a zarazem postępujący proces uniwersalizacji branży, pominięcie ich w przyszłościowych strategiach tożsame jest z alienacją branży i rynku w państwie, które zdecydowałoby się na takie rozwiązanie.

4.5. Analiza założeń do modelu logicznego z wykorzystaniem wiedzy eksperckiej

Część A

W tabelach oznaczono, ilu respondentów wskazało daną ocenę oddziaływania w pięciopozomowej skali. Wyniki opublikowano dla każdej z wydzielonych grup z osobna, a następnie łącznie.

Rys. 134. Ceny energii jako determinant rozwoju rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Ceny nośników energii				4	1

Rys. 135. Ceny energii jako determinant rozwoju rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Ceny nośników energii			1	3	1

Rys. 136. Ceny energii jako determinant rozwoju rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Ceny nośników energii			1	7	2

Celem uszczegółowienia zadano dodatkowe pytanie dotyczące poziomu cen, w którym umożliwiono odpowiedź w tak samo podzielonej i oznaczonej pięciostopniowej skali. Wydzielono przy tym trzy kategorie cen: wysokie, niskie i regulowane.

Rys. 137. Znaczenie wysokości cen jako determinant rozwoju rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
a) Niskie ceny nośników energii			2	2	1
b) Wysokie ceny nośników			1	2	2

Rys. 138. Znaczenie wysokości cen jako determinant rozwoju rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
a) Niskie ceny nośników energii		1		3	1
b) Wysokie ceny nośników		1		2	2

Rys. 139. Znaczenie wysokości cen jako determinant rozwoju rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
a) Niskie ceny nośników energii		1	2	5	2
b) Wysokie ceny nośników		1	1	4	4

Wyniki badania ankietowego ekspertów na temat roli, jaką odgrywają ceny nośników w rozwoju rynku paliwowo-energetycznego potwierdzają wpływ tego czynnika. Zdaniem większości respondentów jest on znaczący. Średnia arytmetyczna oceny – 4,1 (4,2 – zespół „praktyków”, 4,0 – zespół „akademików”).

Rys. 140. Znaczenie możliwości upstreamowych jako determinant rozwoju rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Możliwości upstreamowe (w granicach)			2	1	2

Rys. 141. Znaczenie możliwości upstreamowych jako determinant rozwoju rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Możliwości upstreamowe (w granicach)			2	3	

Rys. 142. Znaczenie możliwości upstreamowych jako determinant rozwoju rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Możliwości upstreamowe (w granicach)			4	4	2

Oddziaływanie na rynek zdolności upstreamowych na własnym terytorium wyżej oceniane było przez grono „praktyków”. Dwoje z nich nadało mu rolę „kluczową”, natomiast w zespole „akademickim” nikt nie wyeksponował możliwości wydobywania własnych surowców tak wysoko. Średnia arytmetyczna – 3,8 (4,0 – zespół „praktyków”, 3,6 – zespół „akademicki”).

Rys. 143. Znaczenie dostępu do surowców jako determinant rozwoju rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Dostęp do surowców					5

Rys. 144. Znaczenie dostępu do surowców jako determinant rozwoju rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Dostęp do surowców			1	2	2

Rys. 145. Znaczenie dostępu do surowców jako determinant rozwoju rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Dostęp do surowców			1	2	7

Znaczenie dostępu do surowców najwyżej ocenione zostało przez zespół „praktyków”. Wszyscy bez wyjątku uznali jego kluczowy charakter. W przypadku „akademików” także uznano go za niezwykle istotny element rynku, lecz wskazania dotyczące wpływu, jaki wywiera na rynek były bardziej umiarkowane. Nie trudno dostrzec w takiej ocenie rolę, jaką ta grupa skłonna jest przypisać w przyszłości OZE. Średnia arytmetyczna – 4,6 (5,0 – zespół „praktyków”, 4,2 – zespół „akademicki”).

Rys. 146. Znaczenie śladu ekologicznego jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Ślad ekologiczny	1		1	2	1

Rys. 147. Znaczenie śladu ekologicznego jako czynnika wpływającego na rozwoju rynku – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Ślad ekologiczny		1	3	1	0

Rys. 148. Znaczenie śladu ekologicznego jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Ślad ekologiczny	1	1	4	3	1

Kwestia „śladu ekologicznego” odzwierciedla dylematy dotyczące kierunków rozwoju energetyki i związanego z nią rynku. W gronie „praktyków” większość skłonna była przypisać nadmienionemu czynnikowi znaczące, a nawet kluczowe znaczenie. Nie zabrakło jednak opinii uznającej go za pozbawiony znaczenia. Stanowiska zaprezentowane przez przedstawicieli zespołu „akademickiego” nie wykazały aż tak znaczącej rozbieżności. W stosunku tym dostrzec można kontynuację stanowiska zajmowanego w poprzednim pytaniu. Średnia arytmetyczna – 3,2 (3,4 – zespół „praktyków”, 3,0 – zespół „akademicki”).

Rys. 149. Znaczenie braku monopolu jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Brak monopolu		1	2	2	

Rys. 150. Znaczenie braku monopolu jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Brak monopolu			2	1	2

Rys. 151. Znaczenie braku monopolu jako czynnika wpływającego na rozwój rynku

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Brak monopolu		1	4	3	2

Brak monopolu na rynku paliwowo-energetycznym uznany został przez przeważającą część respondentów zespołu „praktyków” za czynnik o przeciętnym bądź znaczącym wpływie na dalszy jego rozwój. Grono „akademickie” w przeważającej mierze przypisało większy wpływ na dalsze relacje handlowe w branży. Średnia arytmetyczna – 3,6 (3,3 – zespół „praktyków”, 4,0 – zespół „akademicki”).

Rys. 152. Znaczenie obecności monopolu jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Obecność monopolu		1	1	3	

Rys. 153. Znaczenie obecności monopolu jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Obecność monopolu			1	2	2

Rys. 154. Znaczenie obecności monopolu jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Obecność monopolu		1	2	5	2

Obecność monopolu jako czynnika determinującego rozwój rynku została oceniona w zbliżony sposób do ich braku. W przypadku zespołu „praktyków” nastąpiło tylko jedno przesunięcie z „przeciętnego” na „znaczący”. Większą rozbieżność w stosunku do poprzedniego pytania wykazali naukowcy. Ich zdaniem „obecność monopolu” ma większy wpływ na rynek niż ich brak. Średnia arytmetyczna – 3,8 (3,4 – zespół „praktyków”, 4,2 – zespół „akademicki”).

Rys. 155. Znaczenie kartelizacji segmentów rynku jako czynnika wpływającego na rozwój w sektorze paliwowo-energetycznym – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Kartelizacja segmentów rynku			1	4	

Rys. 156. Znaczenie kartelizacji segmentów rynku paliwowo-energetycznego jako czynnika wpływającego na jego rozwój – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Kartelizacja segmentów rynku				3	2

Rys. 157. Znaczenie kartelizacji segmentów rynku paliwowo-energetycznego jako czynnika wpływającego na jego rozwój w sektorze paliwowo-energetycznym

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Kartelizacja segmentów rynku			1	7	2

Także w przypadku wpływu, jaki wywiera kartelizacja segmentów rynku, grono badawcze oceniło wyżej ten czynnik niż „praktycy”. Średnia arytmetyczna – 4,1 (3,8 – zespół „praktyków”, 4,4 – zespół „akademicki”).

Wysokość podatków jako czynnik wpływający na rynek paliwowo-energetyczny uszczegółowiona została w dwóch kategoriach obciążeń: wysokich i niskich.

Rys. 158. Znaczenie wysokiego obciążenia podatkowego jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Wysokie opodatkowanie nośników			1	3	1

Rys. 159. Znaczenie wysokiego obciążenia podatkowego nośników energii jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Wysokie opodatkowanie nośników			2	3	

Rys. 160. Znaczenie wysokiego obciążenia podatkowego nośników energii jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Wysokie opodatkowanie nośników			3	6	1

Grono „praktyków” znacząco wyżej oceniało wpływ, jaki wywiera wysokie obciążenie podatkowe nośników na rynek, niż zespół naukowców. Średnia arytmetyczna – 3,8 (4,2 – zespół „praktyków”, 3,6 – zespół „akademicki”).

Rys. 161. Znaczenie niskiego obciążenia podatkowego nośników energii jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Niskie opodatkowanie nośników			3	2	

Rys. 162. Znaczenie niskiego obciążenia podatkowego nośników energii jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Niskie opodatkowanie nośników		1	1	3	

Rys. 163. Znaczenie niskiego obciążenia podatkowego nośników energii jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Niskie opodatkowanie nośników		1	4	5	

Wpływ niskiego opodatkowania nośników energii na rozwój rynku oba zespoły oceniły tak samo. Różnica dotyczyła jedynie rozkładu akcentów. Uznano go jako element oddziaływania dający się określić mianem „czynnika środka”. Przypisano mu wyraźnie mniejsze znaczenie niż miało to miejsce w przypadku wysokiego obciążenia surowców i paliw. Nadmieniona deprecjacja odzwierciedla się głównie w opiniach zespołu „praktyków”. Średnia arytmetyczna – 3,4 (3,4 – zespół „praktyków”, 3,4 – zespół „akademicki”).

Rys. 164. Znaczenie przejrzystości systemu prawnego jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Przejrzystość systemu prawnego				3	2

Rys. 165. Znaczenie przejrzystości systemu prawnego jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Przejrzystość systemu prawnego			2	1	2

Rys. 166. Znaczenie przejrzystości systemu prawnego jako czynnika wpływającego na rozwój na rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Przejrzystość systemu prawnego			2	4	4

Przejrzystość regulacji prawnych uznana została jako znaczący czynnik oddziaływania na rynek. Zespół „praktyków” skłonny był ocenić go jeszcze wyżej. Wśród branych pod uwagę elementów żaden inny nie uzyskał w tej grupie respondentów

notowań na tym poziomie. W gronie „akademickim” wystąpiły większe rozbieżności dotyczące jego wpływu. Średnia arytmetyczna – 4,2 (4,4 – zespół „praktyków”, 4,0 – zespół „akademicki”).

Rys. 167. Znaczenie zamożności społeczeństwa jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczący	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Zamożność społeczeństwa			1	3	1

Rys. 168. Znaczenie zamożności społeczeństwa jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczący	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Zamożność społeczeństwa		1	2	2	

Rys. 169. Znaczenie zamożności społeczeństwa jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczący	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Zamożność społeczeństwa		1	3	5	1

Zamożność społeczeństwa jako czynnik determinujący rozwój rynku dostrzeżona została głównie przez grono respondentów „praktyków”. Badacze reprezentujący środowisko akademickie pozostali znacznie bardziej sceptyczni co do oceny wpływu tego czynnika na kształt handlu w obszarze paliwowo-energetycznym. Średnia arytmetyczna – 3,6 (4,0 – zespół „praktyków”, 3,2 – zespół „akademicki”).

Rys. 170. Znaczenie konsumpcji energii per capita jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczący	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Konsumpcja energii per capita		1	2	1	1

Rys. 171. Znaczenie konsumpcji energii per capita jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznacznym	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Konsumpcja energii per capita		1	1	3	

Rys. 172. Znaczenie konsumpcji energii per capita jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznacznym	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Konsumpcja energii per capita		2	3	4	1

Końcowe notowania konsumpcji energii per capita jako czynnika oddziaływania na rynek zespołów „praktyków” i „akademickiego” były takie same. Zwraca uwagę rozproszenie ocen, co można odczytać jako dyskusyjność roli, jaka jest mu przypisywana. Średnia arytmetyczna – 3,4 (3,4 – zespół „praktyków”, 3,4 – zespół „akademicki”).

Rys. 173. Znaczenie struktury popytowej jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznacznym	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Struktura popytowa		1	2	2	

Rys. 174. Znaczenie struktury popytowej jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznacznym	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Struktura popytowa		3		2	

Rys. 175. Znaczenie struktury popytowej jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznacznym	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Struktura popytowa		4	2	4	

Rola, jaką środowisko eksperckie skłonne było przypisać strukturze popyto-wej jako jednemu z determinantów kształtowania rynku paliwowo-energetycznego, nie jest pierwszoplanowa. Zgodność dotycząca siły jej oddziaływania lokowała się w środkowych przedziałach, obejmując zakres od „nieznacznej” do „znaczącej”. Żaden z respondentów nie zdecydował się na minimalną bądź maksymalną ocenę. Średnia arytmetyczna – 3,0 (3,2 – zespół „praktyków”, 2,8 – zespół „akademicki”).

Rys. 176. Znaczenie gęstości infrastruktury drogowej jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Gęstość infrastruktury drogowej		2	1	2	

Rys. 177. Znaczenie gęstości infrastruktury drogowej jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Gęstość infrastruktury drogowej	1	1	2	1	

Rys. 178. Znaczenie gęstości infrastruktury drogowej jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Gęstość infrastruktury drogowej	1	3	3	3	

Rola gęstości infrastruktury drogowej nie została oceniona przez większość ekspertów wysoko, chociaż troje z nich uznało ją za znaczącą. Ich opinia zneutralizowana została przez notowanie negujące jej wpływ na rynek. Średnia arytmetyczna – 2,8 (3,0 – zespół „praktyków”, 2,6 – zespół „akademicki”).

Rys. 179. Znaczenie systemu wartości / świadomości konsumenckiej jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
System wartości / świadomość konsumencka	1		2	1	1

Rys. 180. Znaczenie systemu wartości / świadomości konsumenckiej jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
System wartości / świadomość konsumencka		2	2	1	

Rys. 181. Znaczenie systemu wartości / świadomości konsumenckiej jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
System wartości / świadomość konsumencka	1	2	4	2	1

Znaczenie systemu wartości / świadomości konsumenckiej jako elementu oddziałującego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego w ocenie końcowej uzyskało notowania takie same jak „struktura popytowa”. Relacja między tymi czynnikami nie znalazła jednak swego przełożenia na podejście do nich ekspertów. W niniejszym przypadku daje się zauważyć maksymalną dla przyjętej skali rozbieżność opinii. Polaryzacja stanowisk jest symetryczna, co można uznać za wypadkową istniejących rozbieżności dotyczących pozycji, jaką pod tym względem posiada omawiany czynnik. Średnia arytmetyczna – 3,0 (3,2 – zespół „praktyków”, 2,8 – zespół „akademicki”).

Rys. 182. Znaczenie nawyków konsumenckich jako czynnika wpływającego na rozwój rozwoju rynku paliwowo-energetycznego – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Nawyki konsumenckie	1		2	1	1

Rys. 183. Znaczenie nawyków konsumenckich jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Nawyki konsumenckie		1	3	1	

Rys. 184. Znaczenie nawyków konsumenckich jako czynnika wpływającego na rozwój rynku paliwowo-energetycznego

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Nawyki konsumenckie	1	1	5	2	1

Rolę nawyków konsumenckich jako czynnika determinującego rozwój rynku merytorycznie klasyfikować można w tej samej grupie oddziaływania, co dwa poprzednie determinanty. Podobnie do nich została też oceniona. Także i w tym przypadku końcowa rozbieżność opinii była znacząca i rozłożyła się na wszystkich wartościach proponowanej skali notowań. Stało się tak w dużej mierze za sprawą zespołu „praktyków”. „Akademiccy” eksperci przedstawili zbieżne stanowiska, wykazując tu spójny pogląd. Średnia arytmetyczna – 3,1 (3,2 – zespół „praktyków”, 3,0 – zespół „akademicki”).

Odrębna grupa pytań zawartych w kwestionariuszu ankietowym dotyczyła wpływu na kierunek polityki energetycznej. Czynniki takie jak: możliwości upstreamowe, dostęp do surowców, struktura popytowa czy ślad ekologiczny, powtórzone z grona tych, które eksperci opiniowali wskazując znaczenie, jakie ich zdaniem posiadały one w kształtowaniu rynku. Pozostałe: system polityczny, relacje z państwami ościennymi oraz nowe technologie dodano. Selekcja poddanych ocenie elementów ściśle dostosowana została do szeroko rozumianych realiów społecznych Kaukazu Południowego.

Rys. 185. Wpływ możliwości upstreamowych na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Możliwości upstreamowe			2	2	1

Rys. 186. Wpływ możliwości upstreamowych na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Możliwości upstreamowe			1	3	1

Rys. 187. Wpływ możliwości upstreamowych na kierunek rozwoju polityki energetycznej

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Możliwości upstreamowe			3	5	2

Opinie obu grup eksperckich były bardzo zbliżone do siebie. Rozbieżności ograniczały się do jednej wartości jednej oceny. Uzyskany wynik pod wieloma względami był bliski wskazaniom dotyczącym wpływu tego czynnika na rynek. Różnica zamykała się w nieco niższym niż poprzednio notowaniu znaczenia zdolności upstreamowych przez zespół „praktyków” i tak samo nieznacznie wyższej ocenie przez „akademików”. Dyferencję należy uznać za nieznaczną. Średnia arytmetyczna – 3,9 (3,8 – zespół „praktyków”, 4,0 – zespół „akademicki”).

Rys. 188. Wpływ dostępu do surowców na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Dostęp do surowców			1	1	3

Rys. 189. Wpływ dostępu do surowców na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Dostęp do surowców			1	1	3

Rys. 190. Wpływ dostępu do surowców na kierunek rozwoju polityki energetycznej

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Dostęp do surowców			2	2	6

Przedstawiciele obu zespołów identycznie ocenili wpływ dostępu do surowców energetycznych na kierunek. Nietrudno dostrzec w takim podejściu w perspektywie najbliższych lat dalszą dominację paliw kopalnych. Tak samo jak w przypadku znaczenia dla rozwoju rynku, żaden z analizowanych wcześniej czynników nie zo-

stał oceniony tak wysoko. Średnia arytmetyczna – 4,4 (4,4 – zespół „praktyków”, 4,4 – zespół „akademicki”).

Rys. 191. Wpływ struktury popytowej na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Struktura popytowa			1	2	2

Rys. 192. Wpływ struktury popytowej na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Struktura popytowa		1	1	3	

Rys. 193. Wpływ struktury popytowej na kierunek rozwoju polityki energetycznej

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Struktura popytowa		1	2	5	2

Wpływ, jaki wywiera struktura popytowa na kierunek rozwoju, podzielił ekspertów. Przez jednych oceniany był jako czynnik „kluczowy”, a innych jako nieznaczący. W rezultacie łączna opinia przedstawia go jako determinant o bardzo przeciętnym oddziaływaniu na kierunek rozwoju polityki energetycznej. Średnia arytmetyczna – 3,6 (3,8 – zespół „praktyków”, 3,4 – zespół „akademicki”).

Rys. 194. Wpływ czynnika ekologicznego na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Czynnik ekologiczny		1	1	1	2

Rys. 195. Wpływ czynnika ekologicznego na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Czynnik ekologiczny		1	2	2	

Rys. 196. Wpływ czynnika ekologicznego na kierunek rozwoju polityki energetycznej

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Czynnik ekologiczny		2	3	3	2

Znaczenie wartości ekologicznych w kształtowaniu kierunku polityki energetycznej nadal w opinii ekspertów nie jest czynnikiem mającym wiodący wpływ na przyszłość polityki energetycznej. Co ważne i warto podkreślić, sceptyczny stosunek wyraźnie odzwierciedlił się w ocenach zespołu „akademickiego”. Rozbieżność jest tu znacząca i sięga poziomu 0,6 cezury. Także w przypadku badań znaczenia śladu ekologicznego na rozwój rynku dyferencja była znacząca. Podobnie rzecz się ma z przypisaną mu rangą. Analogie te są czytelne. Średnia arytmetyczna – 3,5 (3,8 – zespół „praktyków”, 3,2 – zespół „akademicki”).

Rys. 197. Wpływ systemu politycznego na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
System polityczny	1	1	1	1	1

Rys. 198. Wpływ systemu politycznego na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
System polityczny		1	1	2	1

Rys. 199. Wpływ systemu politycznego na kierunek rozwoju polityki energetycznej

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
System polityczny	1	2	2	3	2

System polityczny jako element determinujący przyszły kierunek rozwoju polityki energetycznej oceniany jest bardzo odmiennie przez ekspertów. Żaden inny poddany opinii czynnik nie wywołał takich rozbieżności w określeniu posiadanego znaczenia w analizowanym zakresie. W przypadku zespołu „praktyków” dyferencja była maksymalna. Każdy uczestnik badania wskazał inną wartość. Także w gronie „akademickim” zarysował się wyraźny podział. Uzyskany rezultat należy uznać za niezwykle interesujący przykład potencjału interpretacyjnego. Średnia arytmetyczna – 3,3 (3,0 – zespół „praktyków”, 3,6 – zespół „akademicki”).

Rys. 200. Wpływ relacji z państwami ościennymi na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Relacje z państwami ościennymi			1	4	

Rys. 201. Wpływ relacji z państwami ościennymi na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Relacje z państwami ościennymi		1		4	

Rys. 202. Wpływ relacji z państwami ościennymi na kierunek rozwoju polityki energetycznej

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Relacje z państwami ościennymi		1	1	8	

Stosunki międzynarodowe jako czynnik kształtujący politykę energetyczną są w przeważającej mierze tożsame z kojarzeniem jej przyszłości z konwencjonalnymi rozwiązaniami opartymi o surowce kopalne. Wyjątek stanowią tu przepływowe elektrownie wodne lokowane na rzekach, które płyną przez więcej niż jedno państwo. Można wprowadzić założenie istnienia pewnej wspólnotowości regionalnej w zakresie produkcji i dystrybucji paliw czy energii elektrycznej. Są to jednak odosobnione przypadki i zwykle ze względu na kwestie suwerenności partycypujących w porozumieniu podmiotów ma ona ograniczony zakres. Bariery są konsekwencją zasad ochrony bezpieczeństwa energetycznego własnego przez kooperujące państwa. Stąd też daleko idąca zbieżność ocen eksperckich. Średnia arytmetyczna – 3,7 (3,8 – zespół „praktyków”, 3,6 – zespół „akademicki”).

Rys. 203. Wpływ nowych technologii w energetyce na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „rynkowych praktyków”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Nowe technologie w energetyce				3	2

Rys. 204. Wpływ nowych technologii w energetyce na kierunek rozwoju polityki energetycznej – zespół „akademicki”

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Nowe technologie w energetyce					5

Rys. 205. Wpływ nowych technologii w energetyce na kierunek rozwoju polityki energetycznej

Wpływ	1 – żaden	2 – nieznaczny	3 – przeciętny	4 – znaczący	5 – kluczowy
Nowe technologie w energetyce				3	7

Nowe technologie jako element mogący zdeterminować kształt polityki energetycznej uzyskały najwyższą ocenę z branych pod uwagę czynników. Wyprzedziły nieznacznie dostęp do surowców energetycznych. Wszyscy członkowie zespołu „akademickiego” skłonni byli przypisać mu najwyższe znaczenie. Grono „praktyków” także określiło je jako „znaczące” lub „kluczowe”, czyli w jednej z dwóch górnych kategorii. Okolicznością, która zwraca uwagę, pozostaje potencjalna przeciwstawność w świecie współczesnych rozwiązań „nowych technologii” i „dostępu do surowców” jako czynników mających zdaniem ekspertów najbardziej znaczący wpływ na wytyczaną decyzjami politycznymi przyszłość energetyki. Średnia arytmetyczna – 4,7 (4,4 – zespół „praktyków”, 5,0 – zespół „akademicki”).

Rys. 206. Średnia ocena ryzyka dla rozwoju rynku paliwowo-energetycznego wynikająca z uwarunkowań wewnętrznych we wskazanych obszarach – zespół „rynkowych praktyków”

Obszar ryzyka	Polityczne	Gospodarcze	Branżowe	Logistyczne
Udział procentowy	34%	29%	15%	22%

Rys. 207. Średnia ocena ryzyka dla rozwoju rynku paliwowo-energetycznego wynikająca z uwarunkowań wewnętrznych we wskazanych obszarach – zespół „akademicki”

Obszar ryzyka	Polityczne	Gospodarcze	Branżowe	Logistyczne
Udział procentowy	37%	31	15%	17%

Rys. 208. Średnia ocena ryzyka dla rozwoju rynku paliwowo-energetycznego wynikająca z uwarunkowań wewnętrznych we wskazanych obszarach

Obszar ryzyka	Polityczne	Gospodarcze	Branżowe	Logistyczne
Udział procentowy	35,5%	30%	15%	19,5%

W obszarze ryzyka, jakie niosą za sobą uwarunkowania wewnętrzne, eksperci obu zespołów byli jednomyślni. Za największe zagrożenie uznano czynniki związane z obszarem politycznym. Jako najbardziej przewidywalne i bezpieczne wskazali determinanty branżowe. Zaakcentowali tym swoje zaufanie do procesów wydobywczych i przetwórczych, uznając je za najstabilniejsze elementy sektorowe. Nieznacznie niżej notowane były w ich opiniach elementy związane z logistyką. Poważny brak przewidywalności dostrzeżono w sferze gospodarczej. Rezultaty te zdają się szczególnie interesujące w zestawieniu z nie najwyższymi ocenami, jakie przypisano wpływowi systemu politycznego na dalsze losy energetyki. W opiniach respondentów wyraźnie zatem rozdzielili rozwój rynku od kierunku, w którym będzie lokowała swą przyszłość branża.

Rys. 209. Średnia ocena ryzyka dla rozwoju rynku paliwowo-energetycznego wynikająca z uwarunkowań zewnętrznych we wskazanych obszarach – zespół „rynkowych praktyków”

Obszar ryzyka	Polityczne	Gospodarcze	Branżowe	Logistyczne
Udział procentowy	39%	25%	15%	21%

Rys. 210. Średnia ocena ryzyka dla rozwoju rynku paliwowo-energetycznego wynikająca z uwarunkowań zewnętrznych we wskazanych obszarach – zespół „akademicki”

Obszar ryzyka	Polityczne	Gospodarcze	Branżowe	Logistyczne
Udział procentowy	24%	42%	16%	18%

Rys. 211. Średnia ocena ryzyka dla rozwoju rynku paliwowo-energetycznego wynikająca z uwarunkowań zewnętrznych we wskazanych obszarach

Obszar ryzyka	Polityczne	Gospodarcze	Branżowe	Logistyczne
Udział procentowy	31,5%	33,5%	15,5%	19,5%

W przypadku oceny ryzyka, jakie niosą dla rynku paliwowo-energetycznego zdarzenia umiejscowione poza granicami państwa, rozbieżności między opiniami zespołu „praktyków” oraz „akademickiego” były znaczące. Przedstawiciele pierwszego z wymienionych konsekwentnie na pierwszym planie jako potencjalne zagrożenie wskazali zdarzenia związane z polityką. Natomiast reprezentujący środowisko „akademickie” eksperci uznali obszar gospodarczy jako obciążony największym ryzykiem. Według nich to właśnie we wzajemnych powiązaniach biznesowych ze światem zewnętrznym tkwią najpoważniejsze zagrożenia dla przyszłości wewnętrznego rynku paliwowo-energetycznego. Przypisany udział procentowy był tu niemal dwukrotnie wyższy niż ten nadany elementom politycznym. W rezultacie wyraźnie odzwierciedlone zostały obawy przed wystąpieniem czynników, których pojawienie się jest niezależne od sytuacji wewnętrznej, lecz na nią oddziałuje.

Część B

Rys. 212. Bilateralne relacje polityczne w nadchodzącej dekadzie jako determinant wspólnych inwestycji gospodarczych

Państwa	Tak	Nie
Azerbejdżan – Armenia		10
Azerbejdżan – Gruzja	9	1
Armenia – Gruzja	3	7

Zdaniem zespołu eksperckiego relacje polityczne między Armenią i Azerbejdżanem w najbliższej dekadzie nie pozwolą na realizację przez te państwa jakichkolwiek wspólnych inwestycji gospodarczych w nadchodzącej dekadzie. Prognoza jest jednomyślna. Żaden z respondentów nie dostrzegł szans na kooperacje między tymi państwami. Korzystniej zaopiniowano stosunki bilateralne Armenii i Gruzji. Według trzech respondentów pozwolą one na wskazaną współpracę. Zdecydowana większość biorących udział w badaniu wykluczyła jednak taką możliwość. Natomiast przekonanie o uskutenchnieniu kooperacji w rozpatrywanym zakresie wyraziło dziewięciu z dziesięciu pytanym o możliwość realizacji takich przedsięwzięć przez Azerbejdżan i Gruzję. Jest to jedyna konfiguracja, której rokowania w kwestii koinwestycji oszacowano pozytywnie. Zwraça uwagę polityczna alienacja Armenii. Państwo to, stanowiąc integralną i ważną część regionu, jest w rozpatrywanym wymiarze międzynarodowych stosunków gospodarczych izolowane przez sąsiadów.

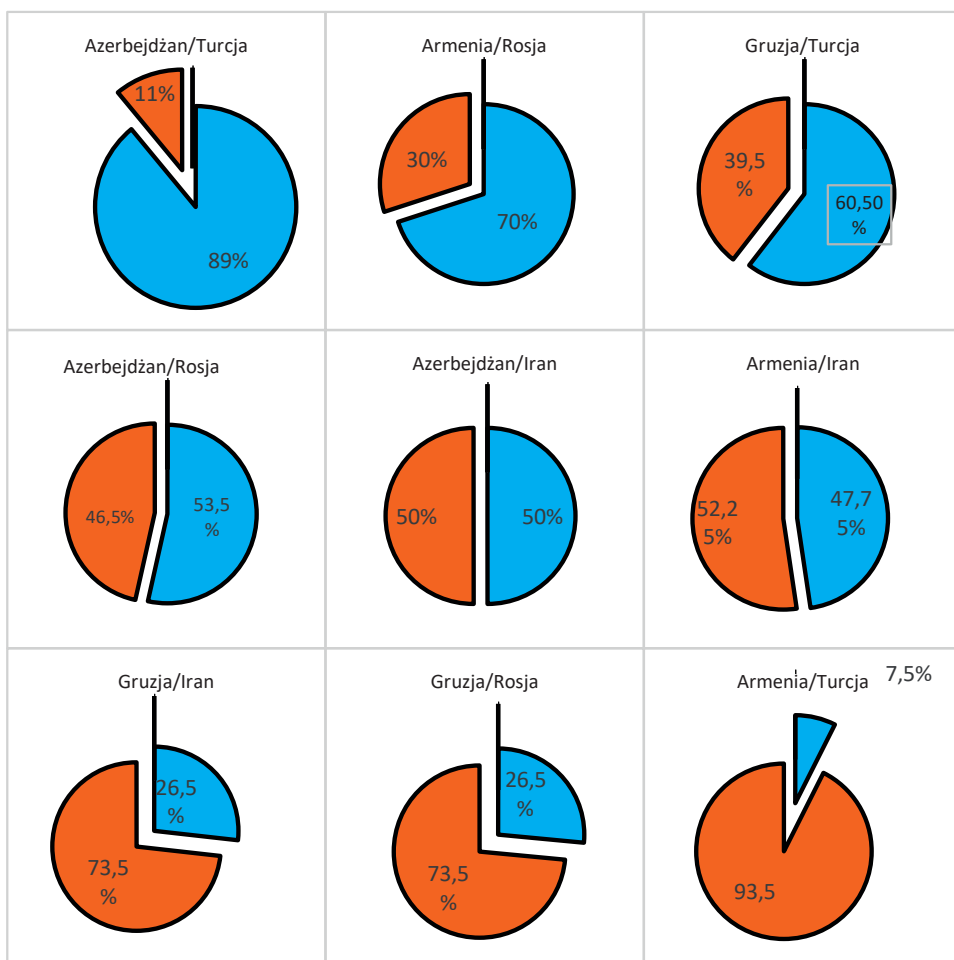
Rys. 213. Szacunkowe prawdopodobieństwo zacieśnienia współpracy gospodarczej przez państwa Kaukazu Południowego z państwami graniczącymi z regionem w najbliższej dekadzie w opiniach eksperckich

	Brak (0–4,99%)	Małe (5–24,99%)	Średnie (25–75%)	Wysokie (75,01– 94,99%)	Bardzo wysokie (95–100%)
Armenia i Rosja		2	1	5	2
Armenia i Turcja	6	4			
Armenia i Iran	1	3	3	1	2
Gruzja i Rosja	2	4	4		
Gruzja i Turcja		2	3	5	
Gruzja i Iran	2	4	4		
Azerbejdżan i Rosja		2	5	3	
Azerbejdżan i Iran	1	3	2	3	1
Azerbejdżan i Turcja			1	3	6

Na rys. 213 zaprezentowano opinie eksperckie na temat zacieśnienia bilateralnej współpracy gospodarczej w najbliższej dekadzie. Przybliży wynik badania rozszerzonego w stosunku do poprzedniego kwestionariusza ankietowego. Dopełnieniem są tu relacje Armenii, Azerbejdżanu i Gruzji z państwami ościennymi regionu. Największe prawdopodobieństwo wzmocnienia kooperacji zdaniem respondentów przedstawia para Azerbejdżan i Turcja. W tym przypadku scenariusz zacieśnienia więzów uzyskał wśród udzielających odpowiedzi znawców problematyki średnio 89%⁵⁵⁹. Perspektywę dotyczącą możliwego zbliżenia w omawianym zakresie oszacowano w kolejności od najwyższego do najniższego: Armenii i Rosji – 70%; Gruzji i Turcji – 60,5%; Azerbejdżanu i Rosji – 53,5%; Azerbejdżanu i Iranu – 50%; Armenii i Iranu – 47,75%; Gruzji i Iranu oraz Gruzji i Rosji – 26,5%; a Armenii i Turcji – 7,5%.

Wykres wyraźnie odzwierciedla możliwość wydzielenia trzech grup par różniących się wzajemnie szacowanym prawdopodobieństwem zacieśnienia relacji gospodarczych między tworzącymi je państwami. Co ważne i warte podkreślenia, żaden z sąsiadów regionu Kaukazu Południowego nie ma znaczącej przewagi pod względem atrakcyjności gospodarczej, która pozwoliłaby go wyróżnić jako atrakcyjnego partnera dla każdego z usytuowanych tam państw. Znajduje to swoje odbicie w ostatnim szeregu na rys. 214. Nominalnie liderem jest tu Turcja. Została ona dwukrotnie wskazana jako bardzo wysoce prawdopodobny kooperant Azerbejdżanu i możliwy partner Gruzji. Rosja wskazana została tu jako partner Armenii. Iran nie znalazł tu swojego miejsca. Opinie, które zyskał, pozwoliły przypisać mu dwukrotnie miejsce w niższym wersie i jak już wspomniano raz w najniższym. Zamyka on też ranking, natomiast Rosja lokuje się w nim pośrodku. Statystycznie oddaje

⁵⁵⁹ Obliczenia dokonano sięgając po wartość średniej arytmetyczną dla poszczególnych przedziałów, a następnie wprowadzając ją jako właściwą dla każdej opinii eksperckiej z osobna.



Rys. 214. Uśrednione procentowo szacunki dotyczące zacieśnienia współpracy gospodarczej w procentach w wybranych parach w zestawieniu: państwo Kaukazu Południowego oraz graniczące z regionem

to proste przeliczenie, w którym to na wskazanych już zasadach oszacowane prawdopodobieństwo procentowe zapisano by w czystej postaci liczbowej. Wartość ta oddawałaby w pewnym uproszczeniu zdolność do zacieśnienia współpracy gospodarczej w najbliższych latach przez zestawione państwa ościenne. Turcja uzyskałaby 52,33, Rosja – 50, a Iran – 41,42. Zwraca uwagę nieznaczna różnica między nimi. W ramach od 0 do 100 jej granice mieszczą się w przedziale od 41,42 do 52,33. Diferencja między Rosją a Turcją w praktyce zaciera się, gdyż jest tak niewielka. Także dystans dzielący oba te państwa od Iranu nie tworzy między nimi bariery, która zmuszałaby do odmiennego podejścia do tematu.

O ile kwestia zacieśnienia współpracy gospodarczej pozostaje elementem tworzącym perspektywy rozwojowe dla państw regionu, o tyle potencjalny konflikt zbrojny na tym terenie mógłby je skutecznie zniweczyć. Zagrożenie takim scenariuszem tkwi w zadawnionych wojnach i sporach rozstrzyganych militarnie o Górski Karabach i Osetię Południową.

Rys. 215. Szacunki eksperckie ryzyka odnowienia konfliktu zbrojnego na Kaukazie Południowym

	Brak (0–4,99%)	Małe (5–24,99%)	Średnie (25–75%)	Wysokie (75,01– 94,99%)	Bardzo wysokie (95–100%)
Armenia i Azerbejdżan			3	7	
Gruzja i Rosja		5	4	1	

Sięgając po wykorzystywany w poprzednich akapitach system wyliczeń, w ocenie ekspertów niebezpieczeństwo takie dotyczy przede wszystkim pierwszego z wymienionych, a w mniejszym stopniu drugiego. W przypadku pary Armenia–Azerbejdżan uśrednione arytmetycznie ryzyko sięga tu 74,5%, a w przypadku Gruzji i Rosji – 36%.

Problem istniejących napięć między Armenią i Azerbejdżanem jest bardzo złożony i swym rodowodem sięga początków XX wieku oraz czasów odradzania tożsamości narodowej Ormian i Azerów⁵⁶⁰. Kryje w sobie także konsekwencje pogromów i genocidum Ormian w Imperium Osmańskim⁵⁶¹. Przynależność Azerów do rodziny ludów tureckich czyni ich w oczach Ormian winowajcami dokonywanych przed ponad wiekiem zbrodni⁵⁶². Sam konflikt o przynależność państwową Górskiego Karabachu wybuchł u schyłku istnienia ZSRR⁵⁶³. Rozpad Kraju Rad doprowadził do eskalacji walk⁵⁶⁴. Pod kontrolą Ormian znalazło się ponad 20% terytorium Azerbejdżanu⁵⁶⁵. *De jure* jednak Armenia nigdy nie była stroną w kon-

⁵⁶⁰ O przeszłości politycznej Azerbejdżanu – od starożytności do podboju rosyjskiego i podziału kraju, „Cywilizacja i Polityka” 2015, nr 13, s. 234–244.

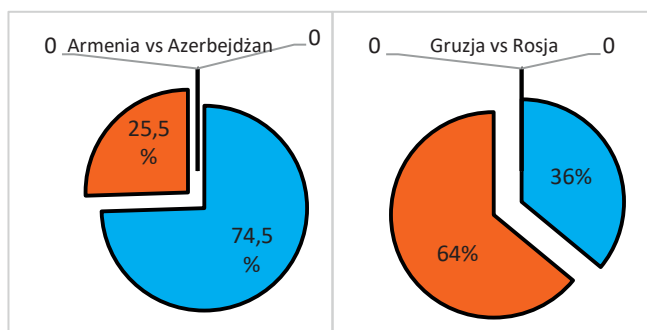
⁵⁶¹ P. Kwiatkiewicz, *Genocide 1915–1917 a jego współczesna recepcja*, „Studia Gdańskie – Wizje i Rzeczywistość” 2015, t. XII, s. 331–342.

⁵⁶² P. Kwiatkiewicz, *Символы времён первой мировой войны на Южном Кавказе и политический аспект их современного значения*, [w:] T. Georgieva (red.), *Първата Световна Война: Памет На Поколенията*, Sofia 2014, s. 147–159.

⁵⁶³ P. Kwiatkiewicz, *Przemiany polityczne w Azerbejdżanie – Od republiki radzieckiej do współczesnego państwa*, Poznań 2018, s. 79–85.

⁵⁶⁴ Ibidem, s. 51–64.

⁵⁶⁵ P. Kwiatkiewicz, *Reperkusje ormiańskiej okupacji terytoriów Republiki Azerbejdżanu. Zarys wybranych problemów w aspekcie wewnętrznym*, [w:] J. Marszałek-Kawa (red.), *Militarne i gospodarcze determinanty państwowości azjatyckiej*, Toruń 2010, s. 38–51.



Rys. 216. Szacunkowe prawdopodobieństwo wybuchu wojny między Armenią i Azerbejdżanem oraz Gruzją i Rosją

flikcie⁵⁶⁶. Nominalnie toczył się on między Ormianami – zamieszkującymi stworzoną w czasach radzieckich autonomię (NKAO), którzy ustanowili tu samodzielne państwo Republikę Górskiego Karabachu – a Azerbejdżanem. *De facto* udział Armenii nie budził wątpliwości, to ona stała za działaniami rodaków, którzy proklamowali niepodległość wspomnianej enklawy. Kwestia pytania o ryzyko odnowienia konfliktu między Armenią i Azerbejdżanem jest zrozumiała, nawet jeśli pierwsza z wymienionych nominalnie w nim nigdy nie brała udziału.

W przypadku zagrożenia wojną rosyjsko-gruzińską nie ma aż takich wątpliwości formalnych, udział wojsk rosyjskich w działaniach bojowych przeciw Gruzji w 2008 roku był oficjalny. I tu stroną w sporze nie była Rosja, lecz Osetyjczycy z Osetii Płd. dążący do oderwania się od Gruzji. W działaniach zbrojnych brały udział także jednostki z Abchazji, która swój samodzielny byt także zawdzięcza Rosji. Z tego też powodu w retoryce strony gruzińskiej to nie mieszkańcy Abchazji czy Osetii stoją za rozczłonkowaniem ich państwa, lecz Rosja. Ona też uchodzi za wroga sąsiedztwo. Zdaniem ekspertów ryzyko wybuchu konfliktu, w którym Rosja byłaby stroną, jest ograniczone. Jest to interesująca ocena. Interpretacja jej nie nastęrcza wątpliwości. Za potencjalnego agresora respondenci uznali Gruzję. To ona deklaruje konieczność zmiany *status quo*, w którym Osetia Płd. i Abchazja znajdują się poza jej jurysdykcją. Ogromna przewaga militarna Rosji nie sprzyja jednak podjęciu przez nią prób siłowego dochodzenia swoich racji. Stąd też szacowane ryzyko nie należy do wysokich, rzecz dotyczy m.in. walk, które chronologicznie są nieodległe i nadal budzą wiele emocji wśród mieszkańców regionu.

⁵⁶⁶ Znalazło to swoje odzwierciedlenie w rezolucjach RB ONZ: Rezolucja 822 z dnia 30 kwietnia 1993, <http://daccessdds.un.org/doc/UNDOC/GEN/N93/247/71/IMG/N9324771.pdf?OpenElement>; Rezolucja 853 z dnia 29 lipca 1993, <http://daccessdds.un.org/doc/UNDOC/GEN/N93/428/34/dostęp: 31.12.2020IMG/N9342834.pdf?OpenElement>; Rezolucja 884 z dnia 12 listopada 1993, <http://daccessdds.un.org/doc/UNDOC/GEN/N93/631/20/PDF/N9363120.pdf?OpenElement>; Rezolucja 874 z dnia 14 października 1993, <http://daccessdds.un.org/doc/UNDOC/GEN/N93/557/41/PDF/N9355741.pdf?OpenElement>, dostęp: 10.05.2020.

5

PREFEROWANY MODEL ROZWOJU RYNKU PALIOWO-ENERGETYCZNEGO

5.1. Zaopatrzenie rynku paliwowo-energetycznego – wymiar międzynarodowy

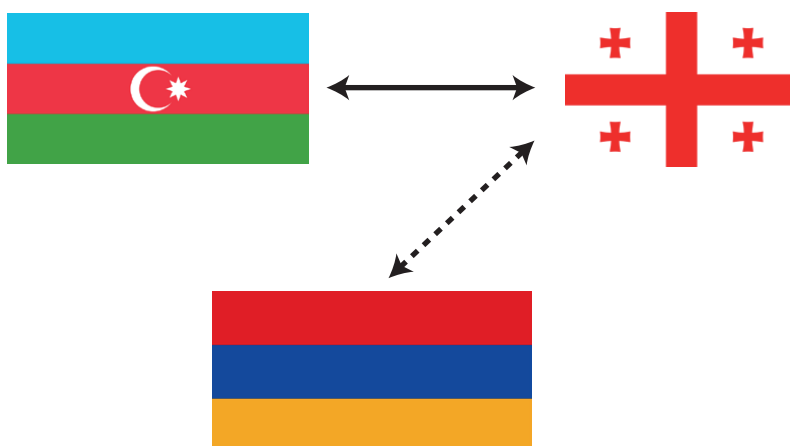
Region Kaukazu Południowego jest ewenementem na mapie politycznej świata. Formalnie położone są w nim Armenia, Azerbejdżan oraz Gruzja. W rzeczywistości funkcjonują także trzy kolejne państwa: Republika Górskiego Karabachu (dalej Górski Karabach), Republika Abchazji (dalej Abchazja) i Republika Osetii Południowej (dalej Osetia Pd.). Nie cieszą się jednakże powszechnym uznaniem międzynarodowym. Stosunki dyplomatyczne z dwoma ostatnimi nawiązali nielicznie członkowie ONZ. Z Górskim Karabachem nie uczynił tego nikt. Oficjalnie nie zrobiła tego nawet Armenia. Nie przetrwałby on też bez jej kurateli. Brak formalnych więzi jest tu elementem prowadzonej przez nią gry politycznej. Nie ma on jednakże swojego odzwierciedlenia w stanie faktycznym, czego dowodem jest obecność placówek pełniących funkcje zagranicznych przedstawicielstw Górskiego Karabachu w Erywaniu.

Rozbieżność między stanem *de iure* i *de facto* w przebiegu granic na Kaukazie Południowym nie sprowadza się wyłącznie do statusu Abchazji, Górskiego Karabachu czy Osetii Pd. Integralnie łączy się z nią problem aneksji azerbejdżańskich eksklaw przez Armenię. W były to cztery niewielkie osady: Kerki, Barkhudarli, Yukhary Askipara i Ashagy Askipara, których łączny obszar nie przekraczał stu km². W czasach radzieckich wchodziły w skład Azerbejdżańskiej Republiki. Przez Ormian zajęte zostały w trakcie konfliktu karabachskiego, nim dokonał się ostateczny rozkład Kraju Rad. Społeczność międzynarodowa uznała niepodległość współtworzących go republik w kształcie terytorialnym, jaki posiadały za jego istnienia. W konsekwencji nadal oficjalnie są częścią Azerbejdżanu, chociaż poza statusem prawnym

nic je z nim nie łączy. Jest to okoliczność konfliktogenna, a jej konserwacja niesie za sobą zagrożenie odnowienia eskalacji napięć w tej części świata.

Elementem odzwierciedlającym złożoność geopolityczną regionu jest eksklawa nachiczewańska. Posiada ona status autonomicznej republiki, której przynależność do Azerbejdżanu zagwarantowana została przez Turcję przed wiekiem⁵⁶⁷. Od pozostałych jego ziem oddzielona jest terytorium Armenii, z którą graniczy od wschodu na długości 221 km. Natomiast od zachodu na odcinku 179 km sąsiaduje z Iranem, a od północy na 9 km z Turcją. Komunikacja drogą lądową między NAR a resztą państwa odbywa się poprzez terytorium Iranu.

Obecność tzw. państw nieuznawanych, eksklaw, istniejące konflikty i napięcia w regionie, a zatem wszystko to, co współtworzy jego specyfikę w wymiarze stosunków międzynarodowych, stanowi schemat konstrukcji rynku paliwowo-energetycznego w regionie Kaukazu Południowego. Według niego też będzie się on

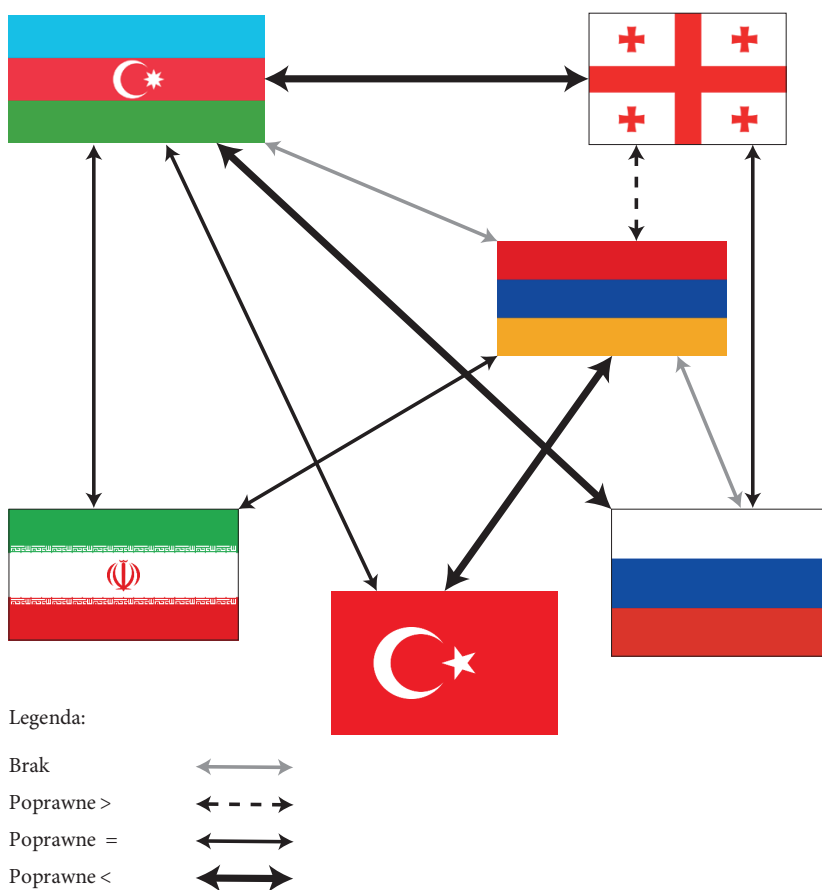


Rys. 217. Schemat relacji między państwami Kaukazu Południowego

⁵⁶⁷ Stanowi o tym zawarty w dniu 16 marca 1921 roku tzw. traktat moskiewski (*Treaty of Moscow*), który regulował status Nachiczewania i okalających go ziem. Patrz: *Treaty of Moscow*, pełna treść dokumentu pod adresem http://hrono.ru/dokum/192_dok/19210316ru_tur.html, dostęp: 22.03.2020. Podpisane pół roku później porozumienie karskie pozwalało przejść ten obszar przez Rosję Radziecką, ale nie zmieniało pozycji Turcji; *Treaty of Kars* Договор о дружбе между АССР, ССРА и ССРГ с одной стороны и Турцией с другой, заключенный при участии РСФСР в Карсе, patrz: §5, http://hrono.ru/dokum/192_dok/19211013kars.php, dostęp: 22.03.2020. Znaczenie tego porozumienia dało o sobie znać w okresie walk o Górski Karabach. Wytyczało ono przebieg granicy między Turcją a Armenią. Stąd też ormiańskie oddziały, które z dużą łatwością zajęły i okupowały całe rejony Republiki Azerbejdżanu tak przed, jak i po rozpadzie ZSRR, nie podjęły działań tego typu w odniesieniu do NAR. Za sprawą obaw rządu w Erywanii, związanych z potencjalną reakcją turecką na operacje wojenne na tym obszarze, odcięta od reszty państwa i stanowiąca stosunkowo łatwy cel strategiczny eksklawa nie ucierpiała terytorialnie.

rozwijał w kolejnych latach, jeśli nie dojdzie do fundamentalnych zmian w istniejących tu relacjach bilateralnych. Prawdopodobieństwo takie jest znikome. W pewnym uproszczeniu polityczny status na tym obszarze można uznać za stabilny. Jego struktura jest bez mała od trzech dekad niezmienna. Tworzą ją utrzymujące się napięcie armeńsko-azerbejdżańskie dające się definiować mianem stanu wojny, bardzo poprawne stosunki azerbejdżańsko-gruzyńskie skutkujące intensywną współpracą gospodarczą między tymi państwami i daleko posunięta nieufność we wzajemnych relacjach Armenii i Gruzji.

Kształt rynku paliwowo-energetycznego regionu jest także formowany przez jego najbliższe sąsiedztwo. Determinuje ono możliwości eksportowo-importowe położonych w nim państw, a także kooperacje w sektorze paliwowo-energetycznym. Wzajemne zabezpieczenie potrzeb surowcowych w strefach przygranicznych,



Rys. 218. Schemat relacji państw Kaukazu Południowego z państwami ościennymi regionu

przesył nadwyżek energii elektrycznej i uzupełnianie jej niedoborów są tego przykładem. Stanowią okoliczność, która musi być uwzględniana w planach i gospodarczych prognozach. Stąd też nie sposób przecenić pełnego znaczenia, jakie wywiera tu najbliższe otoczenie międzynarodowe.

Przestrzeń polityczna Kaukazu Południowego i panujące w niej uwarunkowania w istotny sposób rzutują na funkcjonowanie w tej części świata sektora paliwowo-energetycznego. Na nadmienione w poprzednich akapitach ograniczenia w relacjach bilateralnych państw regionu nakładają się podobne bariery w ich kontaktach z otoczeniem zewnętrznym. Biorąc pod uwagę przebieg granic lądowych Armenii, Azerbejdżanu oraz Gruzji tworzą je Iran, Turcja oraz Rosja. Poszerzenie grona reprezentantów Kaukazu Południowego o niewidniejące jako samodzielne podmioty prawa międzynarodowego (jak Abchazja, Górski Karanach czy Osetia Pd.) niczego tu nie zmienia. Z trzech wskazanych państw ościennych dwa (Turcja i Rosja) są tymi, które z jednym z państw regionu nie utrzymują bezpośrednich stosunków politycznych. Z pierwszym z wymienionych nie utrzymuje relacji dyplomatycznych Armenia, natomiast z drugim Gruzja. O ile w pierwszym z przypadku nie ma perspektyw na zmianę istniejącego stanu w dającej się przewidzieć perspektywie czasowej, o tyle w drugim kwestia przywrócenia takich kontaktów może uchodzić wręcz za nieuniknioną z przesłanek czysto utylitarnych.

Oficjalny status międzynarodowy Górskiego Karabachu, Osetii Pd. i Abchazji czy, precyzując, brak takowego, nie eliminuje jednak fizycznej obecności tych ziem na Kaukazie Pd. W kontekście doboru modelu dla rynku paliwowego regionu nie mogą być też ignorowane. Ich udział w nim jest wprawdzie nader skromny i jako taki mógłby być zmarginalizowany. Nie przekracza 5% wielkości obrotów energią elektryczną i paliwami płynnymi państw uznających je jako swoją integralną część bądź będących ich protektorami. Pominięcie tych podmiotów jest niemożliwe z powodu politycznego wpływu, jaki wywierają na procesy stricte gospodarcze. Rzecz dotyczy konieczności uwzględniania ich obecności w planach inwestycyjnych, strategiach rozwojowych itp.

Zważywszy na nakreślone uwarunkowania międzynarodowe stworzenie wspólnotowego modelu rynku paliwowo-energetycznego funkcjonującego w całym regionie Południowego Kaukazu jest niemożliwe. Biorąc pod uwagę konfliktogenne napięcie utrzymujące się między Armenią i Azerbejdżanem, nie ma żadnej przesłanki wskazującej na zmianę tego stanu rzeczy w przyszłości. Uskutecznienie jej wymagałoby bowiem diametralnej przebudowy ładu wewnętrznego tychże państw i ich ideologicznej redefinicji. Nic nie wskazuje, by tak właśnie miało się stać.

Oznacza to konieczność tworzenia odrębnych rozwiązań, jeśli nie dla rynku każdego z państw regionu, to przynajmniej dla Armenii. Jej przypadek w wymiarze współczesnych stosunków międzynarodowych można uznać za niestandardowy i pozbawiony bliższych analogii. Polem naukowego dyskursu pozostaje, w jakim stopniu w relacjach z sąsiadami wpisuje się w szablon syndromu obłązionej twierdzy i na ile pozostaje więźniem historii, lecz sam problem znajduje swoje odzwierciedle-

nie w panujących realiach⁵⁶⁸. Jak wspomniano w rozdziale drugim, oficjalna granica Armenii liczy sobie 1254 km. Z długości tej 1055 km, a zatem 85% linii oddziela ją od Azerbejdżanu i Turcji, czyli państw z którymi nie utrzymuje bezpośrednich relacji politycznych. Z sąsiadów współpracuje jedynie z Iranem i Gruzją. W kontekście rynku energetycznego i kooperacji gospodarczej w tymże obszarze partnerem jest pierwszy z wymienionych. Znakomitym przykładem jest tu wspomniane (rozdz. 2) rozliczanie się ze sprowadzanego gazu ziemnego energią elektryczną. Przy czym rzecz nie sprowadza się do prostej relacji sprzedający–kupujący. Ilość kierowanego surowca jest ściśle korelowana z zapotrzebowaniem i przewidywanym poborem mocy w nadgranicznych rejonach Iranu, który to zabezpiecza dostawy w wielkościach potrzebnych by ją wytworzyć. Inwestuje też w rurociągi przesyłowe oraz linie wysokiego napięcia na południu Armenii. Oba państwa stały się dla siebie częściowymi gwarantami bezpieczeństwa energetycznego we wskazanych obszarach. Różnica potencjałów między nimi nie pozwala nazwać tego partnerstwem, lecz trudno nie dostrzec tu znamion opartej na właśnie takich zasadach relacji.

Nadmieniona kooperacja nie zawsze jest jednak skuteczna. Trudno dostrzec w tym złą wolę którejkolwiek ze stron. Przyczyny tego stanu rzeczy można by określić jako obiektywne. Wynikają z wielu nakładających się na siebie czynników: amerykańskich sankcji na Iran i będącej ich konsekwencją międzynarodowej izolacji tego państwa, która ogranicza dostęp do nowych technologii oraz zawęża pole manewru związane z korzystaniem z doświadczonych zagranicznych kontrahentów i podwykonawców, odcięcia od zagranicznych banków zdolnych do kredytowania inwestycji, politycznego oddziaływania Rosji wspierającej swoje firmy obecne w armeńskim sektorze energetycznym, braku rodzimego kapitału zdolnego do finansowania wspólnych przedsięwzięć. Przykładem, w którym znajdują swoje odbicie wszystkie wymienione czynniki, pozostaje budowana niemal dekadę hydroelektrownia Meghri⁵⁶⁹.

Biorąc pod uwagę finansową wielkość obrotów handlowych Armenii z poszczególnymi państwami, Iran w 2019 roku wyprzedził pod tym względem Gruzję⁵⁷⁰. Import sięgał 269,341 mln USD, lokując go na czwartym miejscu wśród państw, w których Armenia dokonywała zakupów. Czyniło go to czwartym jej największym dostawcą. Eksport do Iranu sięgał 94,203 mln USD, co plasowało go na ósmej pozycji wśród odbiorców towarów i usług z Armenii⁵⁷¹.

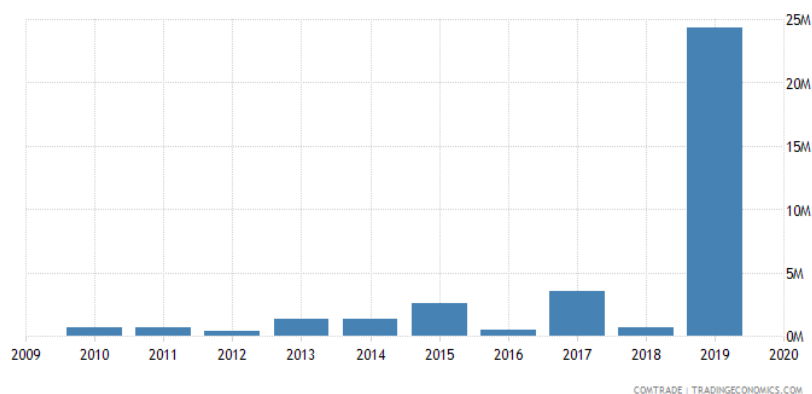
⁵⁶⁸ Por. S. Minasyan, *The Nagorno-Karabakh conflict in the context of South Caucasus regional security issues: An Armenia perspective*, "Nationalities Paper" 2017, Vol. 45, s. 131–132.

⁵⁶⁹ *Iran and Armenia looking for new investor for Meghri hydropower plant construction*, http://arka.am/en/news/technology/iran_and_armenia_looking_for_new_investor_for_meghri_hydropower_plant_construction/, dostęp: 10.07.2020.

⁵⁷⁰ Статистический ежегодник Армении-2019-Внешнеэкономическая Деятельность, s. 494–495.

⁵⁷¹ Ibidem, s. 494, 496, 498.

Brak stosunków dyplomatycznych z Turcją nie stanowi jednakże przeszkody w kontaktach handlowych⁵⁷². Przepływ towarów odbywa się przez Gruzję bądź Iran, gdyż granica z Turcją pozostaje niezmiennie zamknięta. Negocjacje, u których podstaw legł podpisany w 2009 roku w Zurychu protokół o przywróceniu wzajemnych relacji między oboma państwami zakończyły się fiaskiem⁵⁷³. Zainteresowanie wymianą znajduje swoje odzwierciedlenie nawet na poziomie oddolnych inicjatyw⁵⁷⁴. Wymiernym efektem dostrzeżenia przez Armenię atrakcyjności Turcji jako źródła zaopatrzenia w towary pozostaje import, który w 2018 roku kształtował się na poziomie 252,594 mln USD. Prym od lat wiodą tu tekstylia oraz odzież⁵⁷⁵. W 2019 roku zaraz za nimi lokuje się ropa naftowa i produkowane z niej paliwa płynne, a w dalszej kolejności wykorzystywane w budownictwie drogowym bitumy⁵⁷⁶. Jest to nowa sytuacja. Wcześniej wartość sprowadzanych surowców węglowodorowych nie przekraczała 3–4 mln USD. Nie sposób określić, czy jest to zdarzenie



Rys. 219. Armenia – import z Turcji surowców energetycznych oraz paliw

Źródło: Trading Economics na podstawie danych Banku Światowego.

⁵⁷²D. Saha, R. Giucci, M. Lücke, R. Kirchner, V. Movchan, G. Zachmann, *The economic effect of a resolution of the Nagorno-Karabakh conflict on Armenia and Azerbaijan*, Berlin 2018, s. 25, https://berlin-economics.com/wp-content/uploads/The_Economic_Effect_Of_A_Resolution_Of_The_Nagorno-Karabakh_Conflict.pdf dostęp:31.12.2020

⁵⁷³N. Mikhelidze, *The Turkish-Armenian Rapprochement at the Deadlock*, IAI Istituto Affari Internazionali. DOCUMENTI IAI 10 | 05 – March 2010, <https://www.iai.it/sites/default/files/iai1005.pdf>, dostęp: 1.07.2020.

⁵⁷⁴Np. funkcjonowanie w Krasie Turecko-Armeńskiej Rady Rozwoju Biznesu; por. *The Ties That Divide*. *Economist*. *Global Heritage* z dnia czerwca 2006 r., http://www.globalheritagefund.org/news/GHF_in_the_news/economist_ties_that_divide_june_17_06.asp, dostęp: 1.07.2020.

⁵⁷⁵*Armenia Imports from Turkey of Articles of apparel, knit or crocheted*, <https://tradingeconomics.com/armenia/imports/turkey/articles-apparel-accessories-knit-crocheted> dostęp:31.12.2020

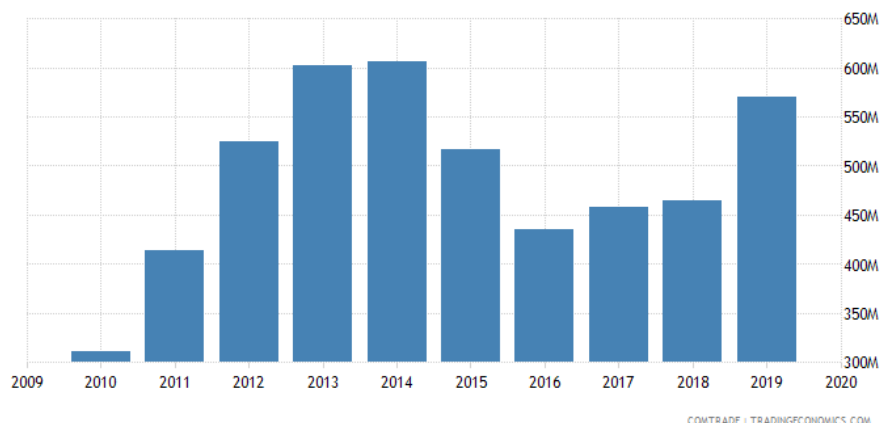
⁵⁷⁶*Armenia Imports from Turkey of Mineral fuels, oils, distillation products*, <https://tradingeconomics.com/armenia/imports/turkey/mineral-fuels-oils-distillation-products>, dostęp: 1.07.2020. dostęp:31.12.2020

epizodyczne. Przedwczesnym byłoby na jego podstawie prognozowanie średnio- i długoterminowej wymiany. Błędem byłoby jednakże marginalizowanie jego znaczenia. Sygnalizuje bowiem potencjał, jaki tkwi w obszarze relacji gospodarczych między oboma państwami związanymi z sektorem energetycznym⁵⁷⁷.

Pod względem wielkości importu armeńskiego wyrażonego w walucie Turcja jedynie nieznacznie ustępuje Iranowi, będąc piątym dostawcą do Armenii. Przypada na nią około 5% przywożonych do tego państwa towarów⁵⁷⁸. Udział, jaki mają w tym elementy szeroko pojętego rynku paliwowo-energetycznego nie przekroczył 10%.

Eksport towarów do Turcji jest niemal symboliczny. W 2018 roku sięgał on zaledwie 2,527 mln USD i ograniczał się do produktów lokalnych nabywanych przez diasporę ormiańską⁵⁷⁹.

Kluczowym i najważniejszym partnerem handlowym Armenii pozostaje niezmienne Rosja. Nie jest ona wprawdzie państwem ościennym, lecz sąsiaduje z Południowym Kaukazem. Okolicznością, która wydatnie sprzyja zachowaniu i utrzymaniu przez nią pozycji lidera w kontaktach gospodarczych z Armenią, pozostają uwarunkowania geopolityczne w regionie. Granicząc z nim od północy Rosja nie pozostaje w nim biernym graczem politycznym. Jej roli w kształtowaniu ładu międzynarodowego na tym obszarze nie sposób przecenić. Jest jego istotnym kreatorem i beneficjentem. Relacje z Armenią mają dla niej strategiczne znaczenie,



Rys. 220. Armenia – import z Rosji surowców energetycznych oraz paliw

Źródło: Trading Economics na podstawie danych Banku Światowego.

⁵⁷⁷ *Armenia Imports from Turkey of Mineral fuels, oils, distillation products*, <https://tradingeconomics.com/armenia/imports/turkey/mineral-fuels-oils-distillation-products>, dostęp: 2.07.2020.

⁵⁷⁸ *Armenia 2018 Import Partner Share*, The World Integrated Trade Solution (WITS), <https://wits.worldbank.org/CountryProfile/en/Country/ARM/Year/2018/TradeFlow/Import>, dostęp: 1.07.2020.

⁵⁷⁹ Статистический ежегодник Армении-2019, op. cit., s. 495.

a kooperacja gospodarcza stanowi jedno z podstawowych narzędzi utrzymania tej więzi. Znajduje to swoje odzwierciedlenie w wielkości wzajemnej wymiany.

W 2018 roku wartość importu po raz pierwszy przekroczyła barierę 1 mld USD i sięgnęła 1 259 897 mln, co odpowiadało czwartej części ogółu dóbr sprowadzanych do Armenii⁵⁸⁰. W 2019 roku wzrosła do 1,49 mld USD. Wśród towarów, które Rosja sprzedawała Armenii, pierwszoplanowe miejsce zajęły surowce węglowodorowe oraz wytwarzane z nich paliwa. Łącznie zakupiła ich ona w 2019 roku z Rosji za 570 mln USD. Składały się na to przede wszystkim gaz ziemny i LPG oraz bitumy wykorzystywane w budownictwie drogowym⁵⁸¹. Pozostałe surowce oraz produkty miały marginalne znaczenie.

Rosja pozostaje też najważniejszym odbiorcą eksportu armeńskiego. Nie jest on jednakże powiązany z rynkiem paliwowo-energetycznym i nie ma dla niego większego znaczenia⁵⁸².

Analizując w kontekście międzynarodowych powiązań handlowych sytuację Armenii i nadmieniany import surowców energetycznych z Rosji warto powrócić do poruszanego już wcześniej problemu struktury własnościowej podmiotów sektora energetycznego działających w tym najmniejszym z państw Kaukazu Południowego. Gazowe magistrale przesyłowe oraz rurociągi dystrybucyjne należą do Gazprom Armenia. Spółka kontroluje zaopatrzenie w gaz ziemny zarówno gospodarstw domowych, jak i podmiotów rynkowych⁵⁸³. Pozostając właścicielem pięciu bloków elektrowni gazowej Hrazdan (dalej HTPP), kluczowej dla stabilności zasilania sieci elektroenergetycznej kraju, która jest też drugim po elektrowni Metsamor (dalej MNPP) producentem energii elektrycznej⁵⁸⁴. Własnością Gazprom Armenia są także magazyny pod Abowian o strategicznym dla rynku charakterze⁵⁸⁵.

Istotnym elementem współtworzącym pozycję Rosji jako strategicznego partnera jest także szeroko pojęty mecenat techniczny. Składa się nań tak transfer technologii obejmujący serwis obiektów energetycznych, których właścicielem pozostaje państwo, jak i praktyczna monopolizacja prac związanych z ich modernizacją. Przykładem jest tu elektrownia w Erywaniu (dalej YTPP) czy też MNPP, do której Rosja dostarcza paliwo oraz specjalistów do napraw i konserwacji⁵⁸⁶.

⁵⁸⁰ Ibidem. s. 492.

⁵⁸¹ *Armenia Imports from Russia of Mineral fuels, oils, distillation products*, <https://tradingeconomics.com/armenia/imports/russia/mineral-fuels-oils-distillation-products>, dostęp: 3.07.2020.

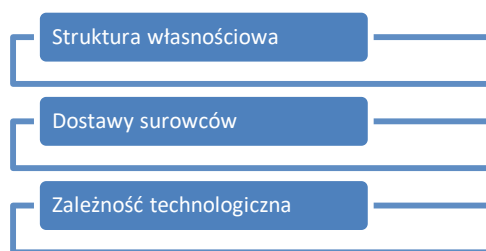
⁵⁸² *Armenia exports to Russia*, <https://tradingeconomics.com/armenia/exports/russia>, dostęp: 3.07.2020.

⁵⁸³ Н. Бадалян, Правительство Армении укрепляет монополию российского газового гиганта на армянском рынке, https://finport.am/full_news.php?id=32759&lang=2 dostęp: 31.12.2020

⁵⁸⁴ *Power generation*, <https://www.gazprom.com/about/production/energetics/>, dostęp: 7.07.2020.

⁵⁸⁵ Подземное хранение газа, <https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/>, dostęp: 9.07.2020.

⁵⁸⁶ *Russia extends fuel supply to Armenian plant*, <https://world-nuclear-news.org/Articles/Russia-extends-fuel-supply-to-Armenian-plant>, dostęp: 9.07.2020.



Rys. 221. Czynniki stanowiące o pozycji Rosji na rynku paliwowo-energetycznym Armenii

Stosunki gospodarcze armeńsko-gruzińskie w obszarze rynku paliwowo-energetycznego mają ograniczone znaczenie. Sprowadza się ono do dostaw gazu ziemnego z Rosji przez terytorium Gruzji do Armenii oraz eksportcie przez tę ostatnią energii elektrycznej. Przez ponad dekadę utrzymywały się one na poziomie 1,3 bln kWh rocznie. Od 2018 roku został on z powodów technicznych zredukowany⁵⁸⁷. Względy techniczne wymusiły wstrzymanie przesyłu⁵⁸⁸. Od 2020 roku ma on zostać przywrócony za sprawą przebudowy istniejących połączeń transgranicznych sieci elektroenergetycznej i budowie nowych⁵⁸⁹. Planowana sprzedaż nie została jeszcze podana do publicznej wiadomości.

5.2. Profilowanie rynku

Określenie i wskazanie koncepcji rozwoju sektora paliwowo-energetycznego dla każdego z państw Kaukazu Południowego ma w dużej mierze charakter prognostyczny z pierwiastkiem probabilistycznym, co wynika m.in. z niedających się w pełni przewidzieć zmian wynikających z postępu technologicznego⁵⁹⁰. Istotą czynionych ustaleń pozostaje ścisła korelacja stanu istniejącego, kierunków zmian zachodzących ostatnimi laty oraz ich dynamiki z potencjałem tkwiącym w rynku. To bowiem on jest przedmiotem niniejszych dociekań. Kryteria przydatne do kreowania go w kształcie optymalnym dla gospodarki danego państwa. Mają one wymiar uniwersalny. Partykularyzm koncepcyjnych rozwiązań wynika z odmien-

⁵⁸⁷ Georgia's Energy Sector Electricity Market Watch, <https://galtandtaggart.com/upload/reports/20306.pdf>, s. 5. dostęp:31.12.2020

⁵⁸⁸ ELECTRICITY BALANCE OF GEORGIA 2019, https://esco.ge/files/data/Balance/energobalans_2019_eng.pdf, s. 3. dostęp:31.12.2020

⁵⁸⁹ Armenia-Energy Sector, <https://www.export.gov/apex/article2?id=Armenia-energy-sector> dostęp:31.12.2020

⁵⁹⁰ Np. nie możemy przewidzieć, czy nastąpi całkowite odejście od paliw węglowodorowych, lecz możemy je prognozować. Na temat wyjaśniania probabilistycznego patrz Z. Hajduk, C.G. Hempla model wyjaśniania probabilistycznego, *Studia Philosophiae Christianae* 6/1, Warszawa 1970, s. 5–40.

ności ekonomicznej, politycznej, kulturowej etc. każdego z analizowanych podmiotów regionu.

Armenia

Struktura konsumpcji energii w Armenii eksponuje rolę, jaką na tamtejszym rynku odgrywa gaz ziemny. Jest on podstawowym paliwem w komunikacji samochodowej. Powszechnie wykorzystywany jest w ciepłownictwie, w praktyce monopolizując go, jeśli nie liczyć tradycyjnego opału, jakim jest na wielu obszarach wiejskich nadal drewno. Jest też wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej.

Zależność ta może rodzić wątpliwości. Pierwsza z nich związana jest z kontekstem ekonomicznym. Wynika z dysonansu, jaki łączy się z wykorzystaniem nośnika węglowodorowego uchodzącego za drogi przez statystycznie najuboższe społeczeństwo w regionie, którego mieszkańców trudno określić mianem zamożnych. Niższe niż w przypadku innych surowców kopalnych emisje, łatwość i komfort użycia są jego atutami wyróżniającymi go spośród innych surowców energetycznych. Niewątpliwy luksus, jakim jest oparcie sektora energetycznego o gaz ziemny, to jednakże rozwiązania, na które nawet państwa o dochodach na mieszkańca kilkukrotnie wyższych, niż ma się to w przypadku Armenii, nie mogą sobie pozwolić. Za przykład mogą służyć środkowoeuropejscy członkowie UE: Polska, Czechy, Słowacja, Rumunia etc.

Kontekst ekonomiczny nie jest jedynym problemem związanym z eksponowaną rolą gazu ziemnego. Armenia jest jego importerem, a samo zaopatrzenie w ten nośnik ma określone konsekwencje polityczne. Dostawy z Rosji obciążone są ryzykiem dalszego umocnienia pozycji podmiotów z tego państwa na rynku paliwowo-energetycznym Armenii i przejęciu pełnej kontroli nad nim. Ponadto brak wspólnej granicy uzależnia dostawę od Gruzji będącej tu państwem tranzytowym. Gwarancja zachowania ich ciągłości jest wątpliwa, podobnie jak i oparcie na nich w powstałej konstelacji geopolitycznej bezpieczeństwa energetycznego Armenii. Także sprowadzanie gazu ziemnego z kierunku południowego niesie za sobą ryzyko poważnych perturbacji międzynarodowych. Akt zacieśniania współpracy z Iranem w obszarze energetyki łączy się z groźbą narażenia się na sankcje gospodarcze i kapitałowo-inwestycyjną izolację. Tu bowiem pryncypia interesów rosyjskich i amerykańskich nie są tak odległe.

Wyeksponowane powyżej niebezpieczeństwa nie pojawiły się w ostatnim czasie. Obecne były od ponad dekady. Nawet przed wojną z 2008 roku napięcia między Rosją a Gruzją istniały. Częściowo neutralizowane były wprawdzie przez zależność ostatniej z wymienionych od dostaw węglowodorów od północnego sąsiada. Import surowców węglowodorowych z Azerbejdżanu pozwolił najpierw zmniejszyć import z Rosji, a finalnie go wyeliminować. W wymiarze domysłów i niedających się zweryfikować hipotez pozostaje kwestia wpływu deklaracji i wysiłków politycznych strony gruzińskiej dotyczących zmiany kierunku zaopatrzenia w ropę i gaz

ziemny na zaangażowanie Rosji w działania na rzecz ochrony ludności Osetii Pd. Trudno zanegować znaczenie płynącego stąd przekazu dotyczącego możliwych konsekwencji rozluźnienia kooperacji energetycznej z Rosją, nawet jeśli jest on dziełem przypadku i nie jest przez żadne czynniki rządowe wykorzystywany propagandowo. Niemniej w kontekście analiz dotyczących przyszłości energetycznej Armenii obecność takiej okoliczności nie powinna być pomijana.

Druga dekada XXI wieku nie przyniosła jednakże żadnych zmian w przestrzeni geopolitycznej Kaukazu Południowego. Relacje bilateralne między Rosją a Gruzją nie uległy znaczącemu ociepleniu, a Iran nadal jest przez Stany Zjednoczone postrzegany podobnie i izolowany sankcjami. Uwarunkowania zaopatrzenia w surowce energetyczne Armenii nie poprawiły się ani nie pogorszyły. Założenie, zgodnie z którym jeśli Armenia potrafiła zabezpieczyć swoje interesy gospodarcze związane z importem gazu ziemnego do tej pory, a determinujące to czynniki nie straciły na znaczeniu, więc dlaczego nie miałyby tak być dalej, można uznać za życzeniowe. Obszary ryzyka związane z kooperacją z obłożonym amerykańskimi sankcjami Iranem czy też rosyjski tranzyt przez Rumunię pozostały. Uaktywnienie się ich postawi dyplomatycznie Armenię w trudnym położeniu i naruszyć jej bezpieczeństwo energetyczne poprzez odcięcie od źródła zaopatrzenia w ten surowiec.

Dominująca pozycja „błękitnego paliwa” w Armenii, a precyzyjniej popyt na nie znajduje swoje wyjaśnienie w strukturze zużycia (patrz: rozdział 3.1). Można ją uznać nie tylko pod względem przyjazności dla środowiska za bardzo nowoczesną. Awangardowy charakter nadaje jej wielkość konsumpcji gazu ziemnego generowana przez transport oraz elektroenergetykę, a nie przez ciepłownictwo, jak to ma standardowo miejsce w przestrzeni poradzieckiej.

W pierwszym z wymienionych przypadków związanym z zastosowaniem gazu ziemnego jako paliwa do zasilania silników o zapłonie iskrowym w pojazdach samochodowych ma ona wymiar czysto utylitarny i dyktowany względami o charakterze egzystencjalno-ekonomicznym. Gaz ziemny mogący jak nadmieniono uchodzić w zestawieniu z innymi za drogi nośnik energii jest tu substytutem benzyn silnikowych, a więc węglowodorowych paliw płynnych znakomicie droższych od niego. Ponadprzeciętny popyt przekłada się tu na niższe zapotrzebowanie na wykorzystywane do tego samego celu produkty naftowe. Dla społeczeństwa Armenii nienależącego do zamożnych gaz ziemny stał się nie tylko podstawowym, lecz w praktyce jedynym cenowo powszechnie dostępnym materiałem pędym.

Oddanie do użytku w ostatniej dekadzie nowoczesnych elektrowni zasilanych gazem ziemnym zmieniło oblicze energetyki w Armenii. Pod względem działań na rzecz dywersyfikacji źródeł wytwórczych zbliżyła się koncepcyjnie do zamożnych i najlepiej zorganizowanych w sektorze państw europejskich. Nietrudno dostrzec podobieństwa związane z rolą przypisaną „błękitnemu paliwu” w Niemczech. Tak jak i tam w Armenii pełni on rolę stabilizatora systemu związaną z znaczącym udziałem w rynku OZE. Odnosi się tu do hydroenergetyki, gdzie wprawdzie krótko- i średnioterminowo wytwarzanie energii jest zdecydowanie bardziej przewidy-

walne niż przy mającej wiodące znaczenie wśród źródeł odnawialnych w Niemczech energetyce wiatrowej i fotowoltaice⁵⁹¹, a tym samym i pozycja nośnika poziomującego ma mniej eksponowany wymiar. Nadal jest on jednak niezwykle istotny. Kolejnym elementem dających się uchwycić analogii związanych z wykorzystaniem gazu ziemnego pozostaje kwestia wygaszania prac elektrowni jądrowych. Wycofanie tak znaczących dla Armenii mocy wytwórczych, jakie daje od niemal już połowy wieku MNPP, wymaga ich niezwłocznego zastąpienia. Docelowo będą to zapewne odnawialne źródła związane z elektrowniami wiatrowymi, farmami fotowoltaicznymi czy też wykorzystujące potencjał, jaki niesie za sobą dla energetyki wykorzystanie wodoru. Nie stanie się to szybko, gdyż wydajność MNPP w ostatnich latach jego funkcjonowania ma planowo od 2021 roku przekraczać 3 mld kWh rocznie⁵⁹². Biorąc pod uwagę dotychczasową dynamikę rozwoju wspomnianych gałęzi wytwórczych, proces ten zajmie nie mniej niż kilkanaście lat. Gaz ziemny staje się w tym przypadku nośnikiem, dla którego dalszego stosowania na masową skalę w Armenii nie ma widocznej alternatywy w trzeciej dekadzie dwudziestego pierwszego wieku.

W kontekście zaopatrzenia energetycznego ludności kluczowe znaczenie posiadają tu gaz ziemny i energia elektryczna. Udział w rynku transportowym płynnych paliw węglowodorowych jest znakomicie mniejszy (patrz: rozdz. II). Odnosi się on ponadto w dużej mierze głównie do benzyn silnikowych. Olej napędowy odgrywa niewspółmiernie mniejszą rolę niż w którymkolwiek sąsiednim państwie.

Łącząc zebrane elementy i generując z nich uniwersalny profil rynku paliwowo-energetycznego Armenii otrzymujemy obraz, w którym dominującą rolę odgrywa gaz ziemny. Ubóstwo miejscowego społeczeństwa wyeliminowało w znaczącym stopniu droższe od niego węglowodorowe płynne paliwa. Stąd też dominuje on w transporcie. Jest też stabilizatorem systemu elektroenergetycznego. Pozostaje jedynym paliwem kopalnym, bez którego nie może się gospodarka Armenii obyć. Uzależnienie od niego jest całkowite i powszechne, co niesie za sobą szereg zagrożeń dla niej wynikających z relacji międzynarodowych pozostających poza możliwą sferą oddziaływania dyplomatycznego rządu w Erywanii. Rzecz dotyczy bowiem zdania się na nośnik, którego zasobów naturalnych nie posiada. Brak ten nie stanowił jak dotąd przeszkody w podporządkowaniu mu rynku. Pytaniem otwartym pozostaje, na ile był to wynik działania mechanizmów gospodarczych, a na ile został on wykreowany przez Rosję. Transparentne pozostają filary konstrukcji pozycjonującej gaz ziemny: dywersyfikacja dróg zaopatrzenia w ten surowiec, służąca mu rozbudowana infrastruktura przesyłowa i magazynowa, wykorzystanie go w wytwarzaniu energii elektrycznej i barterowa zapłata za nią dostawami „błękitnego paliwa”. Nad-

⁵⁹¹ K. Appunn, Y. Haas, J. Wettengel, *Germany's energy consumption and power mix in charts*, <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts> dostęp: 31.12.2020

⁵⁹² Мовсес Варданян: ААЭС заработает на полную мощность к концу 2018 года, <https://ria.ru/20180515/1520545625.html> dostęp: 31.12.2020

mieniona produkcja może uchodzić za uzupełnienie profilu. Jest to jedyny towar eksportowy w sektorze paliwowo-energetycznym Armenii, a znaczenie finansowe korzyści płynących z tego tytułu dla budżetu jest bardzo wymierne. Bardziej niż trudno wskazać inny obszar, na którym Armenia zyskiwałaby w handlu zagranicznym dzięki swemu zapleczu technologicznemu przetwarzając sprowadzany surowiec.

Azerbejdżan

Azerbejdżan jest dysponentem znaczących złóż węglowodorów. Wydobywanie ich znacznie przekracza potrzeby tego państwa. Stąd też są jego podstawowymi i najważniejszymi towarami eksportowymi. Potencjał, jakim dysponuje, już przed laty zdeterminował kierunki rozwoju energetyki w Azerbejdżanie. Oddziaływanie to nie ustało i nic nie wskazuje, by mogło się to zmienić w dającej się określić przyszłości. Nowe obiekty energetyczne oraz inwestycje w sektorze wprowadzają najbardziej zaawansowane technologie i nowoczesne rozwiązania. Cechują się znacznie lepszymi parametrami. Są bardziej wydajne, często z tego tytułu i oszczędniejsze. Nadal jednak zasilane węglowodorami.

Dla ciepłownictwa i elektroenergetyki podstawowym nośnikiem będącym w użyciu pozostaje gaz ziemny, a zaraz za nim produkty naftowe o większej gęstości: oleje opałowe, mazut etc. W przypadku transportu są to lepiej bardziej przetworzone paliwa ciekłe o mniejszym ciężarze własnym: oleje napędowe, benzyny silnikowe. Od upstreamu przez midstream po downstream na rynku dominuje narodowy koncern SOCAR. Udział w nim innych podmiotów jest ograniczony. Ponadto obecne są jedynie potężne spółki o zasięgu globalnym (Shell, BP, Equinor, Łukoil), często będące kooperantami SOCAR-u w projektach wydobywczych.

Zasoby naturalne gazu ziemnego i ropy naftowej czynią jego pozycję na Kaukazie Pd. wyjątkową. Jest jedynym w pełni niezależnym energetycznie podmiotem w regionie. Nie tylko nie potrzebuje on importować żadnych surowców i produktów energetycznych, lecz jest w jednym i drugim przypadku ich eksporterem. Zaopatrzenie sąsiedniej Gruzji może być, o czym wspomniano, postrzegane jako element ekspansji i próby podporządkowania sobie tego rynku.

Pozostanie w sferze własnych atrybutów, czyli paliw węglowodorowych, należy uznać za jak najbardziej naturalny i zasadny wybór. Determinuje on też profil rynku paliwowo-energetycznego w Azerbejdżanie, którego funkcjonowanie stanowi pochodną działalności SOCAR-u. Koncern ten cechuje typowe dla członków WNP upolitycznienie spółek państwowych. W konsekwencji i tu podejmowane działania mają często wymiar pozaekonomiczny, a intencje podejmowanych decyzji nieradko pozbawione są cech biznesowych.

Narodowy koncern SOCAR jest największą pod względem wartości kapitałowej firmą energetyczną Południowego Kaukazu. Jest też jedynym podmiotem branżowym mającym swoje oddziały poza granicami rodzimego kraju i prowadzącym tam działalność. Obszarem ekspansji SOCAR-u jest Gruzja. Jego obecność na te-

rytorium tego państwa ma swoje odbicie na rynku paliwowo-energetycznym Azerbejdżanu. Jest najbardziej rentowną formą eksportu, gdyż pozwala pominąć firmy dystrybucyjne importera. Ułatwia pozbycie się nadwyżek produkcji, zapewniając jednocześnie z wypracowywanego zysku finansowanie działań inwestycyjnych także na miejscu. Daje zarazem większe pole manewru w kształtowaniu cen produktów kierowanych do odbiorców w Azerbejdżanie, a zarazem jest forpocztą jego wpływów w regionie. W tym kontekście też mogą być postrzegane jego wysiłki na rzecz unifikacji standardów energetycznych obu państw. Jest to element, który spełnia wszelkie przesłanki ku temu, by w bliżej nieokreślonej przyszłości powstał między tymi dwoma państwami wspólny rynek energetyczny.

SOCAR z pewnością determinuje kształt profilu energetycznego Azerbejdżanu. Eksponuje jego atrybuty w postaci zaplecza surowców energetycznych i związane go z nim potencjałem. Nie wypełnia go całkowicie. Coraz istotniejszym elementem energetyki Azerbejdżanu są odnawialne źródła energii. Ich obecność, co wymaga podkreślenia, nie dotyczy całego rynku paliwowo-energetycznego tego państwa i zawęża się do elektroenergetyki. Zważywszy jednak na systematyczny wzrost konsumpcji energii elektrycznej w świecie jako globalny kierunek rozwoju w gospodarce, rosnący ich udział w produkcji energii elektrycznej w Azerbejdżanie jest okolicznością, której nie sposób tu pominąć. Dowodzi zamian, które zachodzą także w przypadku rynku państwa producenckiego ściśle związanego ze swoimi zasobami naturalnymi surowców węglowodorowych. Nośników nadal o kluczowym znaczeniu gospodarczym, lecz tak jak ropa naftowa mających już lata swej świetności za sobą. Wspomniane przeobrażenia w obszarze wytwarzania energii elektrycznej i popytu na nią znamionują proces właściwy dla całego rynku paliwowo-energetycznego tego państwa przejawiający się w zdolności do implikacji nowych trendów sektor i wynikającej stąd jego sukcesywnej modernizacji. Tradycyjność gospodarki energetycznej dysponenta surowców węglowodorowych została tu wpleciona z techniczną nowoczesnością ze wszystkimi jej atrybutami gospodarczymi w postaci wyższej wydajności, podniesionej rentowności przedsięwzięć upstreamowych i midstreamowych, lepszego wykorzystania paliw i troski o środowisko naturalne.

Dynamika, z jaką w Azerbejdżanie zachodzą zmiany w analizowanym obszarze, nie ułatwia kreślenia profilu tego państwa. Koncentracja na zasobach surowców węglowodorowych i budowa na nich zaplecza na przyszłość może uchodzić za najbardziej stabilny jego filar. Pozostałe elementy pozwalające scharakteryzować rynek paliwowo-energetyczny posiadają bardziej zmienny, ewolucyjny charakter. Specyfikę tworzą występujące tu kontrasty związane z odmiennym podejściem czynników rządowych do branżowych podmiotów gospodarczych i klientów oraz ich dóbr. Z jednej strony spotykamy tu: nowatorskie i odważne inwestycje wykorzystujące najnowsze zdobycze nauki, przemysłane i pragmatyczne koncepcje rozwojowe sektora oil&gas, ukierunkowanie na eksport surowca i służącą temu zaawansowaną technologicznie infrastrukturę przesyłową, pręźnie rozbudowywanie sieci dystrybucyjnej, natomiast z drugiej właściwe dla czasów radzieckich myślenie o wyjściu

naprzeciw potrzebom konsumenckim. Dysonans ten wynika z istniejących dyferencji i wpisuje się w całościowy obraz sytuacji, jaka wykształciła się i utrzymuje w Azerbejdżanie.

Gruzja

Gruzja, tak jak i Armenia, pozbawiona jest surowców energetycznych. Funkcjonowanie gospodarki zapewnia import z Azerbejdżanu. Sprowadzane są przetworzone paliwa ciekłe oraz ropa naftowa i gaz ziemny. Te ostatnie trafiają za sprawą magistral BTC i BTE, których trasy przecinają jej terytorium. Gruzja w obszarze energetyki stała się beneficjentem konfliktu między Azerbejdżanem a Armenią, uzyskując w praktyce za sprawą swego położenia geopolitycznego monopol na tranzyt węglowodorowych bogactw pierwszego z wymienionych państw w kierunku zachodnim. Pozycja ta zdaje się zupełnie niezagrożona i trwała. Co więcej, zgoda na budowę i prawdopodobne powstanie rurociągów transkaspijskich jeszcze ją umocni.

Zwraca uwagę silne uzależnienie od dostaw surowcowych z Azerbejdżanu. Zważywszy na napięcie w stosunkach z Rosją nie wydaje się, by mogło ustać czy też zostać ograniczone. Nadmieniane uruchomienia transferu ropy naftowej i gazu ziemnego z Kazachstanu i Turkmenistanu ku czarnomorskim portom niczego w tym układzie nie zmieniają, gdyż trafiać one będą do Gruzji z Azerbejdżanu. Nakłada się na to silna pozycja SOCAR-u, którą posiada on w Gruzji jako dystrybutor paliw płynnych, a przede wszystkim gazu ziemnego. Biorąc pod uwagę w tym ostatnim przypadku wielkość sprzedaży detalicznej oraz rozległość sieci, ma on już dominującą pozycję na rynku. Uzyskanie monopolu przez spółkę należy uznać za scenariusz wysoce prawdopodobny.

Opisywany wzrost popytu na rynku wewnętrznym można częściowo przypisać właśnie wysiłkom inwestycyjnym narodowego koncernu azerbejdżańskiego. Wraz z rosnącą liczbą odbiorców „błękitnego paliwa” w Gruzji skutecznie umacnia nadmienioną zależność surowcowo-paliwową. Sprzyja temu też polityka cenowa SOCAR-u na rynku wewnętrznym w Gruzji, która wyraźnie dostosowana jest do ograniczonej zamożności tamtejszego społeczeństwa. Korzyści w postaci stabilności dostaw są dla gospodarki czytelne.

Udział SOCAR-u we wzroście popularności gazu ziemnego w Gruzji jest bezsporny. Coraz większe zapotrzebowanie na ten surowiec nie jest jednakże wyłącznie zasługą tejże spółki. Wynika ono także z braku alternatywy paliw, które mogłyby znaleźć masowe zastosowanie w nienależącym do zamożnych społeczeństwie gruzińskim. W kontekście ciepłownictwa można wskazać pewne analogie do Armenii. Podobnie jak i tam tradycyjnym materiałem opałowym na obszarach wiejskich nadal pozostaje drewno. W ośrodkach miejskich nie ma ono już praktycznie żadnego znaczenia. Dominuje gaz, który także z wolna dociera do coraz liczniejszych odbiorców na prowincji. Nadmieniany już (patrz: rozdz. II) postęp w gazyfikacji Gruzji jest imponujący. Można go jednakże postrzegać także w kategoriach wyboru

między tradycyjnym rozwiązaniem, jakim jest spalanie drewna, a łatwym w użyciu i znakomicie bardziej neutralnym dla środowiska gazem ziemnym. Ma on wyraźną przewagę nad produktami naftowymi, które są droższe od niego i tak samo muszą być sprowadzane. W Gruzji sięga się po nie znacznie częściej niż u jej południowego sąsiada. Przykładem tego jest powszechność LPG, podczas gdy w Armenii ma on znacznie mniejszy udział w rynku paliwowym. Ten w Gruzji nie jest też tak zdominowany przez CNG. Jest on wprawdzie szeroko stosowany, lecz nie jest to poziom spotykany w Armenii.

Co ważne i warte podkreślenia, na szczeblu rządowym wyraźnie przebija się zainteresowanie możliwie najszerszym wykorzystaniem gazu ziemnego. Decyzje i pozwolenia dotyczące budowy magazynów gazu ziemnego w sąsiedztwie gruzińskiej stolicy Tbilisi właściwie to odzwierciedlają. Łączenie Gruzji i jej energetyki, a co za tym idzie także specyfiki miejscowego rynku paliwowo-energetycznego, jest w pełni zasadne wyłącznie w obszarze ciepłownictwa i elektrociepłownictwa.

Poza nim pozostaje elektroenergetyka. Nadmieniany w poprzednich częściach (patrz: rozdz. 3.3) import energii elektrycznej z Armenii wskazuje na braki w mocach wytwórczych. Rodzima produkcja w pokaźnej części zaspakajana jest dzięki OZE, a precyzyjniej hydroenergetyce. W przytłaczającej większości są to elektrownie z lat 60. i 70. XX wieku. Ustępujące pod względem wydajności budowanym współcześnie obiektom tego typu mogą być postrzegane w kategoriach balastu hamującego rozwój gruzińskich źródeł wytwórczych. Dopóki funkcjonują, ich zastąpienie nowszymi rozwiązaniami jest odkładane w czasie. Dokonuje się co najwyżej ich modernizacji, a i te prace przeprowadzane są w ograniczonej w stosunku do potrzeb skali. Zwykle jedynym ich celem jest zapewnienie dalszej działalności przy możliwie najniższych nakładach inwestycyjnych.

Przestarzała, a niekiedy wręcz archaiczna struktura źródeł wytwórczych nie jest jedyną bolączką elektroenergetyki. Poważnym problemem jest stan infrastruktury przesyłowej. Słupy wysokiego oraz średniego napięcia w przeważającej większości są w bardzo złym stanie. Skorodowane, nierzadko wymagające podpór nadal są użytkowane. Same linie także wymagają wymiany. Ich izolacja pozostawia wiele do życzenia. W przypadku sieci niskiego napięcia oraz współpracujących z nią stacji transformatorowych sytuacja jest zła, a na prowincji krytyczna. Wiek urządzeń, jakość ich wykonania, liczba remontów przedłużających ich żywot kwalifikują je do bezwzględnej i natychmiastowej wymiany.

Kreśląc profil rynku paliwowo-energetycznego Gruzji eksponowane miejsce i znaczenie przypada importowi oraz dystrybucji surowców węglowodorowych z Azerbejdżanu. Mogą one uchodzić za kluczowy i najważniejszy element energetyki Gruzji niemający radzieckiego rodowodu. Z nim też wiąże się znakomita część inwestycji branżowych. Skala potrzeb jest ogromna. Dotyczy to szczególnie elektroenergetyki, gdzie braki i zaległości są największe. Stan infrastruktury przesyłowej może uchodzić za poważną barierę na drodze rozwoju produkcji z OZE związanych z farmami wiatrowymi i fotowoltaicznymi.

5.3. Kwestia integralności terytorialnej i funkcjonowania państw nieuznawanych w modelu rozwiązań rynku paliwowo-energetycznego

Problem obecności w regionie Południowego Kaukazu bytów państwowych niemogących legitymować się szerokim uznaniem na arenie międzynarodowej, a w przypadku RGK oficjalnie czyimkolwiek, jest w omawianym kontekście niezwykle istotny. Osetia Południowa i Abchazja są dla Narodów Zjednoczonych (dalej NZ) integralną częścią Gruzji, natomiast Górski Karabach Azerbejdżanu. Stan *de iure* i *de facto* różnią się diametralnie.

Brak fizycznych więzi z nominalną macierzą wyklucza możliwość uwzględnienia ich obecności w tworzonym dla niej modelu rozwiązań rynku paliwowo-energetycznego. Tak też Osetia Pd. i Abchazja, pozostając poza jurysdykcją Gruzji, nie mogą być w nim uwzględnione jako jego część. W pierwszym ze wskazanych przypadków wynika to m.in. z braku jakichkolwiek relacji gospodarczych w tym obszarze oraz perspektyw na polityczną zgodę, by takowe zaistniały. Żadna ze stron nie jest też nią zainteresowana, a co się z tym łączy – skłonna do rozmów na ten temat. W konsekwencji rząd Gruzji w swych planach i strategiach rozwojowych nie bierze pod uwagę kwestii zaopatrzenia w energię elektryczną, gaz ziemny oraz paliwa ciekłe Osetii Południowej. Pozostaje zupełnie neutralny wobec tego problemu, co nie jest przykładem podręcznikowej dbałości właścicielskiej. Podobny stosunek ma też do Abchazji. Różnica w zestawieniu z Osetią Pd. rysuje się wyłącznie w precedensie, jaki powstał za sprawą wspólnego użytkowania hydroelektrowni rzece Inguri. Kooperacja ta nie wynika jednakże z troski o mieszkańców separatystycznej republiki. Stoi za nią dbałość o własne interesy. W rezultacie nie sposób dostrzec jakichkolwiek działań czy też wysiłków wskazujących na postrzeganie problemu zaopatrzenia energetycznego mieszkańców tego obszaru. Odzwierciedla to przykład omawianej hydroelektrowni na rzece Inguri. Obiekt na mocy porozumienia z 1993 roku użytkowany jest przez obie zwaśnione z sobą strony. Jego produkcja dzielona jest w proporcji 60% dla Gruzji i 40% dla Abchazji. Planowany przestój techniczny elektrowni w 2021 roku niesie za sobą problem zastąpienia pochodzącej stąd energii elektrycznej. Władze Gruzji widzą tę kwestię partykularnie i nie wychodzą z inicjatywami na rzecz neutralizacji deficytu energii elektrycznej w Abchazji, który zapewne pojawi się w tych okolicznościach.

Odmienne przedstawia się sytuacja Górskiego Karabachu. Teren pograniczny między obszarem kontrolowanym przez Ormian wojskiem azerbejdzańskim jest pozbawiony elementów infrastruktury mogącej służyć zaopatrzeniu w paliwa ciekłe i energię elektryczną. Zważywszy na potencjał energetyczny Azerbejdżanu i możliwości logistyczne, zapewnienie dostaw płynnych i gazowych nośników węglowodorowych nie nastroczałoby zapewne kłopotu. Także kwestia sieci elektroenergetycznej byłaby co najwyżej tymczasowym problemem. Wynika to z podejścia,

jakie władze tego państwa prezentują do sprawy odzyskania ziem separatystycznej republiki. Od trzech dekad każda inwestycja i działanie na obszarach sąsiadujących z Górkim Karabachem, a kontrolowanych przez Azerbejdżan, jest realizowane tak, by uwzględnić te tereny w planach i strategiach rozwojowych, tak jakby nadal były zespolone z resztą państwa jak każdy inny jego rejon.

W istocie jednak nim nie jest, a wspomniana dyferencja jest zasadnicza. Złożoność casusu Górskiego Karabachu jest też konsekwencją traktowania go w tych samych kategoriach przez Azerbejdżan i Armenię. Pierwszy z wymienionych pozostaje jego właścicielem *de iure*, natomiast ta druga *de facto*. W praktyce odzwierciedla się to poprzez kształtowanie sytuacji na rynku paliwowo-energetycznym w Górkim Karabachu. Z terytorium Armenii trafia tam całe zaopatrzenie w paliwa płynne i popularny w nim CNG. Formalnie nie istnieje żadna inna zaopatrzeniowa droga lądowa czy wodna tego samozwańczego państwa. Kontrolowane przez RKG pograniczne z Iranem tereny nad Araksem w zajętych przez Ormian rejonach azerbejdżańskich – Zangilan, Dżabaril, Fizuli – stwarzają możliwość transportu nośników węglowodorowych. Oficjalnie takie zdarzenia nie mają miejsca. W rzeczywistości na pewno do nich nie dochodzi bez wiedzy lokalnych władz, co wynika z daleko posuniętej militaryzacji tych obszarów i ponadprzeciętnej obecności sił bezpieczeństwa. Niemniej, co należy podkreślić i wyeksponować, nie są to regularne czy też stałe dostawy i ich wpływ na rynek jest ograniczony.

O ile zapewnienie zaopatrzenia w paliwa płynne i gaz ziemny jest wynikiem tzw. importu z Armenii, o tyle podaż w energię elektryczną jest już zaspakajana z miejscowej produkcji. Źródłami wytwórczymi pozostają hydroelektrownie. Największa z nich Sarsangska wyposażona jest w dwie turbiny o mocy 25 MW, co daje jej potencjał na poziomie 50 MW. Położona nad rzeką Terter w rejonie Azerbejdżanu o tej samej nazwie, który znajduje się już od ponad ćwierć wieku pod kontrolą GKR, rocznie generuje od 90 000 do 140 000 MWh – to od 40% do 60% energii elektrycznej kierowanej do sieci w Górkim Karabachu. Pozostałych kilkanaście elektrowni wodnych to stosunkowo niewielkie obiekty. Poza Stepanakert i Szusza ich potencjał nie przekracza zwykle 7 MW⁵⁹³. Zdecydowana większość z nich – m.in. TRGE 1, TRGE 2, TRGE 3, Cjunik 1, Cjunik 2, Cjunik 3, Madagis 1, Madagis 2 – powstała między 2005 a 2020 rokiem. Włącznie z Sarsangską hydroelektrownie produkują poniżej 150 000 MWh⁵⁹⁴. Łączny potencjał hydroenergetyki w Górkim Karabachu szacowany jest na 700 MW⁵⁹⁵.

⁵⁹³ В. Давтян, А. Арутюнян, Л. Самвелян, Особенности формирования и осуществления национальной энергетической политики НКР, <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-formirovaniya-i-osuschestvleniya-natsionalnoy-energeticheskoy-politiki-nkrw> dostęp:31.12.2020

⁵⁹⁴ <http://ww1.nkr-news.com/arcakh/ministr-ekonomiki-nagorno-karabahskoj-respubliki-zadesyat-let-postroeno-13-gidroelektrostantsij.html?sub1=20200814-0934-57c8-8e55-c6c772bfb05a> dostęp:31.12.2020

⁵⁹⁵ В. Давтян, А. Арутюнян, Л. Самвелян, *op. cit.*

Omawiając kontekst zaopatrzenia terenów pozostających pod nadzorem RGK trudno pominąć hydroelektrownię Chudaferin na Araksie. Decyzję o jej budowie podjęto jeszcze w latach 80. XX wieku. Miało być to irańsko-radzieckie przedsięwzięcie. Po rozpadzie Kraju Rad sukcesorem tych porozumień został Azerbejdżan. Od 1993 roku obszar znajdującego się w jego granicach rejonu Dzabrail znalazł się w rękach separatystów z RGK. Iran dokończył inwestycje samodzielnie i uruchomił obiekt. Ormianie opuścili przyległą doń strefę, którą obsadzili żołnierze Korpusu Strażników Rewolucji⁵⁹⁶. *De facto* stoi ona na obszarze uznawanym przez RGK za jej podległy i przez nią zarządzany⁵⁹⁷. Nie jest jasne, jakie korzyści z tytułu funkcjonowania hydroelektrowni czerpią Ormianie i czy odzwierciedlają się one we wpływie na zaopatrzenie elektroenergetyczne RGK⁵⁹⁸.

Abchazję, Osetię Pd. i Górski Karabach nie sposób umieścić w modelu energetycznym państw, w których granicach oficjalnie się mieszczą. Udział pierwszej z wymienionych w produkcji hydroelektrowni przepływowej na Inguri to zdecydowanie zbyt niewiele, by zbuntowana republika była ujmowana w modelu rozwiązań dla rynku paliwowo-energetycznego Gruzji. W przypadku Osetii Pd. nie ma żadnych przesłanek, by została ona w nim uwzględniona. Nie zachodzi też żadna aktywna relacja, która pozwalałaby dostrzec relacje między popytem na paliwa i energię elektryczną w Górskim Karabachu a obrotem nimi w Azerbejdżanie.

RGK może jednak uchodzić za ewenement. W istocie jej związki z oficjalną macierzą nie istnieją, stad i wspomniany brak wzajemnego oddziaływania między nią a zbuntowaną republiką. Zgoła odmiennie kształtuje się kwestia wpływu, jaki ma na rynek paliwowo-energetyczny w Armenii. Odzwierciedla się on w cenach nośników (podnosi je) i w wielkości popytu (podnosi go) w jej wewnętrznym obrocie handlowym. W przeciwnym ustawieniu więź ta jest jeszcze silniejsza. Zależność od dostaw węglowodorów z Armenii jest zupełna, tak jak i wpływ na to, co się dzieje w energetyce i powiązanych z nią obszarach życia gospodarczego RGK. Niewiele też wskazuje, by cokolwiek mogło zmienić się w tej materii w dającej się określić perspektywie czasowej. Jest to jedyny przypadek w którym nieuznawany na arenie międzynarodowej podmiot implikuje obowiązujące regulacje na wewnętrznym rynku paliwowo-energetycznym jednego z państw Kaukazu Południowego.

Problem obecności w jego przestrzeni quasi-państw jako czynników oddziaływania na rynki wewnętrzne Armenii, Gruzji czy Azerbejdżanu nie sprowadza się

⁵⁹⁶ Худаферинский треугольник, <http://www.contact.az/ext/news/2020/5/free/analytics/ru/124126.htm>

⁵⁹⁷ *Iran building power stations in Karabakh – outrage on Azerbaijani social media, Baku says project carried out with its consent*, <https://jam-news.net/azerbaijan-outrages-iran-builds-in-karabakh/?fbclid=IwAR3uoLumkCMsYkThQXK0dke1iu51ol5tTvK0xfj1xo8ar0Y5HaKZNAqZ6IQ> dostęp:31.12.2020

⁵⁹⁸ Sugestie tego typu pojawiają się w publikacjach ormiańskich. Nie jest jasne, czy są one prowokacją służącą poróżnieniu Iranu i Azerbejdżanu, czy też odzwierciedlają stan oczywisty. Худаферинская ГЭС: Секретная плотина на Араксе – РусГидро, <http://www.aniarc.am/2017/08/29/khudaferin-reservoir-rusgidro/> dostęp:31.12.2020

wyłącznie do kwestii związanych z koniecznością uwzględniania lub wyłączenia danych statycznych dotyczących nośników energii (popytu, podaży, zasobów etc.) celem nakreślenia ich profilu rynkowego. Wpływ ten wyraża się przede wszystkim w konturze geopolitycznym regionu, który to określa możliwe kierunki przepływu paliw, surowców energetycznych czy samej energii. Determinuje od kogo, do kogo i którędy odbywa się obieg handlowy w stopniu wyższym niż ceny i warunki dokonywanych transakcji. Równie istotnym elementem istnienia państw nieuznawanych, który rzutuje na kształt rynku w państwach regionu, jest trwale utrzymujące się zagrożenie odnowieniem któregoś z uśpionych konfliktów zbrojnych w ich tle. Jest to poważna przeszkoda dla biznesu i potencjalnych inwestorów.

5.4. Model referencyjny rozwoju rynku paliwowo-energetycznego w obszarze Kaukazu Południowego

Pytanie dotyczące sensu tworzenia wzorca rozwoju rynku paliwowo-energetycznego w regionie, który charakteryzuje się daleko posuniętym partykularyzmem położonych tu państw, pozostaje otwarte. Wskazania eksperckie przytaczane w poprzednim rozdziale kreślą wprawdzie uniwersalne reguły dotyczące uwarunkowań, jakie najlepiej by temu sprzyjały: upstream na własnym terytorium, dostęp do surowców, przejrzysty system prawny etc. Są sugestiami, a niejednokrotnie i prognostycznymi propozycjami, które pomagają ustalić, jaki teoretycznie kształt powinien przybrać. Wspomagają proces jego projektowania na wstępnym i ogólnym poziomie, ale go nie kreują. Ostateczny rys determinowany jest jednakże przez czynniki, które charakteryzują gospodarkę energetyczną każdego z tych państw. To one też tworzą jego specyfikę i z nią muszą być na każdym etapie ich implementacji do modelu konfrontowane.

Powszechny i łatwy dostęp nabywcy do poszukiwanych produktów po akceptowalnej cenie stanowi dla rynku paliwowo-energetycznego podstawowe kryterium oceny jego stabilności i, co się z tym wiąże, bezpieczeństwa. Elementy te pozostają kluczowe w kontekście budowy modelowych rozwiązań funkcjonujących na nim relacji. Przyjęcie takiego podejścia w nieznacznym uproszczeniu oznacza uznanie braku trudności z zaopatrzeniem w pożądane dobro za stan optymalny. Stąd też podejmując wysiłki na rzecz profilowania wewnętrznego obrotu handlowego nośnikami oraz samodzielnie energią elektryczną uwagę skupiono na tych z nich, których pozyskanie czy też wytworzenie nie będzie w dającej się prognozować przyszłości niosło za sobą poważnych reperkusji dla gospodarek Armenii, Azerbejdżanu czy Gruzji. Istotne znaczenie przypisano także ich dalszemu rozwojowi oraz aspektem środowiskowym.

Utrzymujący się od czasów rozpadu ZSRR i wybicia się na niepodległość państw regionu ład geopolityczny nie stwarza jakichkolwiek perspektyw na powstanie tu jednego rynku paliwowo-energetycznego. Stąd też i jego modelowanie traci rację

bytu. O ile daleko posunięta integracja jest możliwa w przypadku Gruzji i Azerbejdżanu, o tyle Armenia będzie pozostawała na zewnątrz. Nieodzwonne pozostaje zaproponowanie odrębnego modelu rozwojowego dla każdego z wymienionych państw. Dodatkowo zasadne wydaje się nakreślenie rozwiązań, które znajdowałyby swoje odzwierciedlenie w sytuacji zespolenia rynku paliwowo-energetycznego Azerbejdżanu i Gruzji. Uwspólnotowienia za sprawą operujących na nim podmiotów gospodarczych, a w szczególności SOCAR-u, struktur i zasad jego funkcjonowania.

5.4.1. Armenia

Pozbawiona surowców energetycznych Armenia sięgając po nie zmuszona jest do importu, co ze względu na omawiane już uwarunkowania geopolityczne i prowadzoną politykę zagraniczną napotyka na liczne bariery pozaekonomiczne. Zdana jest na zaopatrzenie z Rosji oraz Iranu. W pierwszym przypadku dostawy docierają tranzytem przez terytorium Gruzji, której relacje z Rosją dalekie są od poprawnych. Okoliczność ta wydatnie nie sprzyja oparciu o ten szlak transferu surowców bezpieczeństwa i przyszłości energetycznej państwa. Kooperacja na tym polu z Gruzją jest potencjalnie możliwa, jednakże jej perspektywy oceniane są sceptycznie. W badaniu metodą wywiadu 70% ekspertów zanegowało to, by relacje polityczne w nadchodzącej dekadzie między Armenią i Gruzją mogły przyczynić się do wspólnych inwestycji gospodarczych, co byłoby tożsame z zacieśnieniem współpracy między nimi (patrz rys. 213). Nawet jeśli prawdopodobieństwo zacieśnienia przez Armenię relacji gospodarczych z Rosją uznane zostało przez przedstawicieli wspomnianego grona za wysokie (patrz rys. 213), to i tak wobec braku wspólnej granicy tychże państw kluczowe znaczenie dla dostaw surowców energetycznych z Rosji do Armenii mają nie relacje rządowe na linii Erywań–Moskwa, lecz Erywań–Tbilisi i Moskwa–Tbilisi. W przytoczonym badaniu eksperci w większości wyrazili wątpliwość co do perspektyw odnowienia konfliktu zbrojnego między Rosją a Gruzją (patrz rys. 215 i 216), lecz potencjał na budowę poprawnych stosunków gospodarczych między tymi państwami uznali za niski (patrz rys. 213 i 214). Także drugi z nadmienionych wariantów zaopatrzenia Armenii ma mankamenty, pozwalające traktować go jako filar, na którym podparte może być jej bezpieczeństwo energetyczne. Międzynarodowa izolacja Iranu przez Stany Zjednoczone, groźba sankcji dla jego kooperantów w sektorze energetycznym i wreszcie prymat religii w systemie sprawowania rządów w tym państwie to jedne z wielu związanych z nim zagrożeń.

Biorąc pod uwagę profil energetyczny Armenii (patrz: rozdz. 2.1 oraz 3.1) nie wydaje się, by jej gospodarka była zdolna do porzucenia go całkowicie w dającym się określić horyzoncie czasowym pięciu czy dziesięciu lat. Koszty takich zmian byłyby bardzo znaczące i rzutowałyby na większość sfer życia publicznego. Finalnie obciążąłyby bowiem budżet państwa, który i tak nie należy do zasobnych. Zwłaszcza na istniejącą infrastrukturę produkcyjną, przesyłową i dystrybucyjną, która wiekowo nie jest zaawansowana i spełnia wszystkie wymogi, by być dalej użytko-

wana, byłoby to też posunięcie niedające się uzasadnić ekonomicznie. Z dużą dozą prawdopodobieństwa przebudowa całego systemu nie jest też konieczna.

Zważywszy na międzynarodowe uwarunkowania geopolityczne i związane z nimi ograniczenia importowe jedynym predystynowanym dla Armenii modelem rozwojowym jest transformacja energetyki i związanego z nią rynku do postaci, w której jedynym wykorzystywanym źródłem zasilania pozostaje energia elektryczna. Przyjęcie proponowanego rozwiązania wiązałoby się m.in. z wykorzystaniem paliw ciekłych i gazowych w transporcie oraz ciepłownictwie. Pozbawiona własnych zasobów surowcowych nie może bowiem w żaden inny sposób zneutralizować swej zależności od zewnętrznych dostawców tychże dóbr.

Energia elektryczna może być natomiast w całości rodzimą produkcją i można ją wytwarzać na miejscu bez sięgania po sprowadzane nośniki. Kluczem do sukcesu pozostaje konieczność oparcia pracy całego sektora na OZE.

Uniwersalizacja w postaci wykorzystywania energii elektrycznej jako jedynego źródła zasilania jest to kierunek, w którym w istocie zmierza cała ludzkość. Jest to kosztowna transformacja, a społeczeństwo miejscowe statystycznie jest najuboższym w regionie. Jest to poważna przeszkoda w postrzeganiu Armenii w roli prekursora przemian na Kaukazie Południowym, które dokonują się w światowej energetyce i powiązanych z nimi relacjach rynkowych. Niemniej ma ona lepsze ku temu podstawy niż bogaty w surowce węglowodorowe Azerbejdżan i budująca swą pozycję na tranzytowym wobec niego położeniu Gruzja. Składają się na to posiadane moce wytwórcze gwarantujące produkcję na poziomie przekraczającym rodzimą konsumpcję oraz pokaźny udział, jaki w nich zajmują OZE, dobrze rozwinięta przesyłowa sieć elektroenergetyczna wysokiego oraz średniego napięcia, a także analizowana (patrz. rozdz. 2.1.4) specyfika transportu kołowego.

Nadmieniana w charakterze jednej z predestynacji ku pozycji forpoczty przemian rynkowych wielkość produkcji energii elektrycznej nie jest wolna od problemów. Podstawowym jest zmierzająca ku końcowi eksploatacja MNPP. Odpowiada ona za trzecią część energii elektrycznej, która wprowadzana jest do sieci. Dla miejscowego rynku podażowego oznacza to konieczność zastąpienia ponad 3 mld kWh rocznie, i to w stosunkowo krótkim, kilkuletnim przedziale czasowym. Teoretycznie możliwe jest to na dwa sposoby. Są nimi budowa kolejnych elektrowni z turbinami zasilanymi gazem bądź dynamiczny rozwój OZE do mocy nie mniejszej niż zainstalowana MNPP. Można też przyjąć konieczność działania w obu tych kierunkach jednocześnie. Pierwszy ze wskazanych wariantów jest jednakże obciążony znaczącym ryzykiem politycznym. Jest to zagrożenie, które musi być zredukowane w perspektywie średnio- i długoterminowej. Wybór drugiego może uchodzić za naturalny. Jest to bowiem kierunek docelowy, ku osiągnięciu którego zmierza energetyka na całym świecie. Tempo, w jakim należałoby lokować inwestycje, byłoby imponujące. Nowe elektrownie musiałyby sprostać zadaniu zastąpienia dwóch bloków o mocy 407,5 MW każdy. Co więcej, rzecz dotyczy ciągłej pracy obiektu, który wyjąwszy przerwy serwisowe wytwarza energię elektryczną przez 24 h na dobę przez cały

rok. Wśród OZE tylko geotermalne źródła wytwórcze mogłyby zapewnić zbliżony reżym czasowy funkcjonowania. Jest to wyjątek i nawet hydroelektrownie nie mają możliwości zapewnienia tak stabilnej produkcji. Są mniej zależne od uwarunkowań atmosferycznych niż farmy wiatrowe czy fotowoltaiczne, lecz nie pozostają wolne od ich wpływu. Decydując się pójść drogą rozbudowy źródeł wytwórczych opartych na OZE należy uruchomić moce produkcyjne sięgające nie 800 MW, by zrównoważyć absencję w sieci MNPP, lecz o potencjale 2-krotnie wyższym przy znaczącym udziale hydroenergetyki w oddawanych do użytku obiektach bądź powinny oscylować wokół 2500–3000 MW bez niej. Uzyskanie tego poziomu nie oznaczałoby jednak nadwyżki podażowej, lecz jedynie neutralizację zamknięcia MNPP.

Wielkości te bardzo nieznacznie odbiegają od zaplanowanych jeszcze w 2014 roku wysiłków na rzecz rozwoju OZE, które określono jako Scaling Up Renewable Energy Program (dalej SREP). Stawiając na rozproszenie systemu i małe obiekty założono zainstalowanie do 2020 roku nowych 377 MW w niewielkich hydroelektrowniach oraz dalszych 20 MW kolejnej 5-latce⁵⁹⁹. Pozwalałoby to na produkcję około 1.1 GWh. Dalsze 1.4 GWh ma być uzyskane przy pomocy energetyki geotermalnej (745 000 MWh), podobna ilość z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych⁶⁰⁰.

Założenia SREP dotyczące uruchomienia nowych mocy wytwórczych zasilanych OZE można uznać za niezwykle ambitne i technicznie możliwe do realizacji. Na pewno nikt tego nie dokona trzymając się budżetu, jaki przewidziano na ten cel w nadmienianym dokumencie⁶⁰¹. Koszty budowy elektrowni jądrowej o potencjale MNPP szacować należy na nie mniej niż kilkadziesiąt mld USD⁶⁰². Nie jest możliwe zastąpienie ich inwestując zaledwie kilka procent z wymienionej kwoty. Nie można oczekiwać, by cena powstałego kWe zasilanego przez OZE i nie wymagającego zakupu paliwa mogłaby stać się w dającej się przewidzieć przyszłości tak znacząco niższa niż kWe budowanej elektrowni jądrowej. Stąd nie da się wykluczyć dalszych przesunięć czasowych zamknięcia MNPP, którego projektowy cykl eksploatacji zakończył się w 2016 roku. Wspominane (rozdz. II) przedłużenie jego żywotności w 2014 roku o kolejną dekadę było decyzją polityczną. Dyktowały ją jednakże

⁵⁹⁹ *Scaling Up Renewable Energy Program-Investment Plan for Armenia*, Yerevan 2014, s. 3, https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Armenia%20SREP%20Investment%20Plan_final.pdf, dostęp: 20.08.2020.

⁶⁰⁰ Ibidem.

⁶⁰¹ Ibidem, s. 6-9.

⁶⁰² Punkt odniesienia stanowią zrealizowane inwestycje obiektów o podobnej wydajności. Przykładem jest elektrownia w Georgii (USA); D. Schlissel, B. Biewald, *Nuclear Power Plant Construction Costs*, Cambridge 2008, s. 3. https://www.synapse-energy.com/sites/default/files/SynapsePaper.2008-07.0.Nuclear-Plant-Construction-Costs.A0022_0.pdf, dostęp: 1.09.2020. W 2020 roku budowa przed EDF sześciu EPR2, które są tylko częścią inwestycji, pochłonie 56 mld euro. Szacunkowy koszt samego reaktora określono na 5600 euro/kWe; *Economics of Nuclear Power*, <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>, dostęp: 1.09.2020.

względy gospodarcze. Planowana modernizacja przez Rusatom bloku MNPP przełożona została na 2021 rok⁶⁰³. Samo to przedsięwzięcie sygnalizuje intencje władz Armenii związane z pracą tej elektrowni jądrowej. Są to okoliczności, które wskazują na prawdopodobieństwo zachowania MNPP w przestrzeni energetycznej Armenii także po 2026 roku.

Kształt modelu referencyjnego rozwoju rynku paliwowo-energetycznego Armenii, który wyłania się z przeprowadzonych dociekań badawczych, jest czytelny. Jego przyszłość związana jest ściśle z energią elektryczną jako towarem eksportowym, a zarazem głównym źródłem zasilania w transporcie, ciepłownictwie, przemyśle oraz gospodarstwach domowych. Konieczne dalsze podnoszenie produkcji i wynikające stąd zwiększenie mocy wytwórczych musi być ze względów bezpieczeństwa uzyskane za sprawą rozbudowy potencjału OZE. Kluczowe znaczenie przypisać należy tu hydroelektrowniom o małej mocy jako relatywnie najtańszymi inwestycyjnie i użytkownie obiektom zasilającym, a następnie farmom fotowoltaicznym i geotermii. Przez najbliższe lata muszą one uzupełniać MNPP, którego funkcjonowanie może uchodzić za niezbędne. Należy założyć wystąpienie takiej konieczności przynajmniej do czasu, w którym wydajność z OZE podniesiona zostanie w stosunku do stanu obecnego o ponad 3 mld kWh rocznie. *Conditio sine qua non* takiego rozwiązania jest brak perturbacji związanych z importem gazu ziemnego. Wykorzystanie tego surowca do produkcji energii powinno zostać utrzymane, dopóki jego dostawy trafiają bez przeszkód do Armenii. NGPP pełniłby funkcję stabilizatora systemu po wygaszeniu MNPP. Nie da się wprawdzie wykluczyć odwrócenia ról, niemniej byłaby to okoliczność wydatnie niekorzystna. Zakładany rozwój elektromobilności oraz stopniowe przejście ciepłownictwa na zasilanie energią elektryczną pozwoliłoby ograniczać import gazu ziemnego. Ułatwiłoby to zarazem redukcję jego użytkowego znaczenia w energetyce do roli surowca dla NGPP. Sam proces transformacji i uzyskanie stanu, w którym energia elektryczna zdominuje rynek paliwowy, stając się jego integralną częścią, a zarazem ważnym towarem eksportowym, będzie postępował stopniowo. Pożądanym dla stabilnego rozwoju rynku byłby scenariusz, w którym zmiany kreowane byłyby jednocześnie w przestrzeni popytowej i podażowej, by nie zaburzać równowagi między nimi.

Referencyjny przebieg:

Etap 1.

1. Redukcja zużycia płynnych paliw węglowodorowych w transporcie na rzecz elektromobilności
2. Rozbudowa OZE zawodowej
3. Utrzymanie MNPP
4. Utrzymanie produkcji w NGPP

⁶⁰³ Armenia to use budget funds to complete upgrade of Metsamor nuclear plant, Nuclear Engineering International (16.06.2020), <https://www.neimagazine.com/news/newsarmenia-to-use-budget-funds-to-complete-upgrade-of-metsamor-nuclear-plant-7974052>, dostęp: 1.09.2020.

Etap 2.

1. Redukcja zużycia CNG w transporcie na rzecz elektromobilności
2. Rozbudowa OZE zawodowej
3. Utrzymanie MNPP
4. Utrzymanie produkcji w NGPP

Etap 3.

1. Wsparcie dla mikrogeneracji
2. Rozbudowa OZE zawodowej
3. Utrzymanie MNPP
4. Utrzymanie produkcji w NGPP

Etap 4.

1. Rozbudowa OZE – zawodowej oraz mikrogeneracji
2. Wygaszenie MNPP
3. Utrzymanie produkcji w NGPP

Etap 5.

1. Rozbudowa OZE – zawodowej i mikrogeneracji
2. Redukcja produkcji w NGPP

Skutecznym wsparciem dla procesu przeobrażeń zachodzących w armeńskiej energetyce i tamtejszym rynku paliwowo-energetycznym byłby wzrost zamożności społeczeństwa. Zdaniem ekspertów (patrz rozdz. IV) jest to istotny czynnik rozwojowy. Podobnie rzecz się ma z przejrzystością systemu prawnego, którego rozwiązania i ich implementacje w życiu gospodarczym nie powinny budzić wątpliwości, jeśli przebudowa miała by się odbywać ze wsparciem i przy udziale zewnętrznych inwestorów. Znaczenie, jakie temu przypisano, znajduje w przypadku Armenii swoje szczególne odzwierciedlenie. Nadmienione badania metodą wywiadów eksperckich wydatnie to potwierdzają. Najpoważniejszym wyzwaniem stojącym przed mieszkańcami tego państwa pozostaje zmiana świadomości konsumenckiej i otwarcie na implementacje nowych rozwiązań. Tempo przełamania progu mentalnego dotyczącego podejścia do nośników energii związanego ze sposobem ich użytkowania oraz gospodarowania nimi będą rzutowały na kondycję branży i dokonującą się w jej obrębie wymianę handlową.

5.4.2. Azerbejdżan

Pozostające w dyspozycji rezerwy naturalne surowców węglowodorowych samoistnie kreują referencyjny model rozwoju rynku paliwowo-energetycznego tego państwa. Zasoby ropy naftowej oraz gazu ziemnego są jego podstawową częścią i na nich budowana musi być jego przyszłość w najbliższej dekadzie. Dotyczy to tak sytuacji obrotu wewnętrznego, jak i międzynarodowych stosunków gospodarczych. Zdaniem ekspertów (patrz rozdz. IV) to właśnie potencjał upstreamowy na własnym terytorium jest czynnikiem mającym największy wpływ na rynek.

Specyfika systemu politycznego Azerbejdżanu wyraźnie stawia w uprzywilejowanej pozycji podmioty państwowe z koncernem narodowym SOCAR na czele. Zachowując jej realia w przypadku rynku krajowego jego dominacja w sektorze paliwowym jako podmiotu dysponującego pełnym łańcuchem dostaw od upstreamu przez midstream do downstreamu będzie się tylko umacniała. Przewaga, jaką posiada z tego tytułu nad innymi podmiotami branżowymi, czyni ich obecność w tej przestrzeni gospodarczej zbędną. Pozostają fasadą zakrywającą brak konkurencji na rynku. Jego relacje z otoczeniem sektorowym pod wieloma względami przypominają stosunek PKN Orlen w Polsce do nienależących do niego stacji paliwowych. *De iure* są od niego niezależne i rywalizują z nim, a *de facto* zobligowane są odpłatnie przechowywać u niego swoje zapasy i dokonywać zakupów hurtowych sprzedawanego paliwa, gdyż spółka ta w praktyce zmonopolizowała cały ten segment rynku. Zważywszy na zasilanie miejscowych elektrowni i elektrociepłowni paliwami węglowodorowymi, rozwiązaniem wzorcowym byłoby przejęcie ich przez SOCAR. Nieformalną przeszkodą pozostają relacje polityczne. Nadmieniane obiekty pozostają z reguły pod kontrolą lokalnego establishmentu, który nadzoruje zaopatrujące je spółki. Jest to cena, jaką płaci partia władzy za lojalność swoich członków i sympatyków w terenie. Biznesowo obecność firm pośredniczących przyczynia się jedynie do wzrostu finalnych kosztów produkcji energii elektrycznej i ciepła. Nie przekłada się to na wyższe stawki dla podmiotów wytwórczych, gdyż ceny za ich produkty regulowane są urzędowo. Stąd też to one ponoszą rzeczywisty koszt istniejącego układu.

Wskazany stan utrzymywania cen nośników na poziomie pozwalającym na stosunkowo swobodny dostęp do nich społeczeństwu nienależącemu do zamożnych kompensuje mu w pewnej mierze niedogodności wynikające z nadmienionego braku. Wpływ obu tych elementów, tj. tanich paliw i większej dla konsumentów dostępności nośników energii niż wynikałoby to z zasobności ich portfeli, znajduje swoje odzwierciedlenie w opinii ekspertów (patrz. rozdz. IV).

Proponowany model referencyjny rozwoju rynku niósłby za sobą konieczność rozwinięcia aktywności przez SOCAR w nowych obszarach: elektroenergetyce i ciepłownictwie. Z czasem obejmujący także inwestycje w OZE, które w dalekiej przyszłości pozwoliłyby funkcjonować koncernowi nawet wtedy, kiedy nie będzie mógł już sięgać po dostępne mu obecnie złoża węglowodorów⁶⁰⁴. Sugestia nie dotyczy odejścia SOCAR-u od ropy naftowej i gazu ziemnego, gdyż te konstruują jego pozycję, o czym już wspomiano. Uwaga ta odnosi się także do poszczególnych działań gospodarki. Nienaturalną postawą byłoby podjęcie wysiłków na rzecz zmniejszenia udziału obu surowców w bilansie energetycznym państwa czy też lokowanie środków na rzecz projektów mogących ograniczyć ich znaczenie. Istnienie monopolu uznane zostało przez ekspertów (patrz rozdz. IV) za okoliczność znacząco wpływającą na rynek. Można wskazać i zalety takiego stanu rzeczy, m.in. pozycja w nego-

⁶⁰⁴ Kierunek rozwoju, którym podąża m.in. Equinor; patrz <https://www.equinor.com/en/what-we-do.html>, dostęp: 5.09.2020.

cjacjach międzynarodowych, lecz w kontekście wewnętrznym jest to oddziaływanie w przytłaczającej mierze negatywne. Zważywszy jednak na system i rzeczywistość polityczną Azerbejdżanu, jest to naturalny porządek rzeczy, wobec którego nie ma realnej alternatywy.

W przyszłość rynku paliwowo-energetycznego w Azerbejdżanie nie można spojrzeć w oderwaniu od kontekstu planów i koncepcji budowy nadmienianego już gazociągutraskapijskiego. Po podpisaniu porozumień w Aktau dotyczących regulacji statutu Morza Kaspijskiego formalne przeszkody natury prawnej na drodze do jego budowy zostały zniesione⁶⁰⁵. Powstanie magistrali zależy wyłącznie od politycznej woli przywódców Kazachstanu i Azerbejdżanu oraz klimatu biznesowego sprzyjającego takiemu przedsięwzięciu. Zaistnienie takich okoliczności pozostaje wyłącznie kwestią czasu. Dla Azerbejdżanu oznacza to obecność dodatkowego surowca na jego terytorium, co pozwala na swobodniejsze dysponowanie swoimi zasobami⁶⁰⁶. Gaz ziemny jest predystynowany do tego, by stać się podstawowym nośnikiem wykorzystywanym w gospodarce energetycznej tego państwa. Aspekt ten jest niezwykle istotny. Kreuje on ład energetyczny w okresie nie krótszym, zważywszy na stan rezerw naturalnych Azerbejdżanu, niż dwie dekady.

Posiadanie własnego zaplecza w postaci złóż ropy naftowej oraz gazu ziemnego, a w przyszłości dostęp do surowca przesyłanego tranzytem z Kazachstanu i Turkmenistanu przez Morze Kaspijskie, tworzy potencjał, który wydatnie sprzyja budowie międzynarodowej pozycji SOCAR-u⁶⁰⁷. Naturalnym terenem ekspansji azerbejdżańskiego koncernu narodowego pozostaje Gruzja. Korzyści, jakie niosłaby dla gospodarki narodowej Azerbejdżanu i jej sektora energetycznego dalsza rozbudowa sieci sprzedaży hurtowej i detalicznej gazu ziemnego przez SOCAR miałyby swoje odzwierciedlenie nie tylko w doraźnych wpływach uzyskiwanych z tego tytułu, lecz także zapewniłaby rezerwuar rozwojowy na przyszłość. Przyjmując istniejący w energetyce kurs na OZE, który z wolna zaznacza się również i w Gruzji, nadmieniona aktywność SOCAR-u wydatnie sprzyjałaby zachowaniu dominacji paliw węglowodorowych w tym państwie. W pewnym uproszczeniu byłby to rynek zbytu na poziomie miliona odbiorców detalicznych, który spełniałby wszelkie przesłanki ku temu, by być stabilnym odbiorcą surowców węglowodorowych także wtedy, kiedy odchodzenie od nich w energetyce państw wysokorozwiniętych generować będzie problemy z ich zyskową sprzedażą. Sugestia uwzględnienia ekspansji SOCAR-u w Gruzji stanowi istotny element proponowanego modelu.

Silna pozycja SOCAR-u w regionie sprzężona z funkcją naturalnego monopolu w kraju definiują energetykę Azerbejdżanu. Tworzą jej charakter oraz generują

⁶⁰⁵ Главы пяти государств подписали Конвенцию о правовом статусе Каспия, <https://rus.azattyq.org/a/kazakhstan-aktau-sammit-prikaspiyskikh-gosudarstv/29428483.html>, dostęp: 8.09.2020.

⁶⁰⁶ W ocenie eksperckiej zdolności upstreamowe, a w dalszej kolejności dostęp do surowca uznane zostały jako czynniki istotnie wpływające na rynek (patrz rozdz. IV).

⁶⁰⁷ Jw.

potencjał rozwojowy miejscowego rynku paliwowo-energetycznego. Rekomendowanym narzędziem jego wzrostu pozostaje utrzymanie cen paliw naftowych oraz gazu ziemnego na możliwie najniższym poziomie. Okoliczność ta służyłaby gospodarce i poprawiając jej konkurencyjność w stosunku do podmiotów zewnętrznych. Pozwalałby też utrzymać zwiększoną konsumpcję nośników węglowodorów, co w przypadku dysponowania ich potężnymi zasobami, a w przyszłości po uruchomieniu rurociągu transkaspjskiego, a także zwiększonego dostępu do nich za sprawą tranzytu, ma trudne do przecenienia znaczenie. Potencjalnie zagrożeniem dla gospodarki związanym z realizacją takiego modelu pozostaje brak bodźców ekonomicznych do czynienia wysiłków na rzecz inwestycji w nowe, bardziej efektywne energetycznie technologie.

5.4.3. Gruzja

Atrybutem Gruzji, który powinien stanowić podstawę modelu rozwojowego rynku paliwowo-energetycznego, pozostaje jej tranzytowe położenie dla surowców przesyłanych z Azerbejdżanu w kierunku zachodnim. Znaczenie roli, jaką ono odgrywa, wydatnie umocni powstanie gazociągu transkaspjskiego. Za jego sprawą spodziewać należy się powstania kolejnych magistral, którymi gaz ziemny pochodzący z Azerbejdżanu, a także Kazachstanu i Turkmenistanu, transportowany będzie przez terytorium Gruzji. Wiąże się to ze zwiększeniem wolumenu transferowanego „błękitnego paliwa” przez Gruzję. Zważywszy na brak terminalu LNG, trafi on na terytorium Turcji. Dzieje się tak z większością węglowodorów eksportowanych obecnie przez Azerbejdżan. Gruzja jako jedyne państwo Kaukazu Pd. posiada bezpośredni dostęp do morza. Jest to ważny element potencjału, jakim w przedmiotowej materii dysponuje to państwo. Przesył węglowodorów przez jej terytorium tożsamy jest z dostępem do nich. Elementem, który uznany został za jeden z najważniejszych czynników rozwoju rynku paliwowo-energetycznego przez grono eksperckie (patrz rozdz. IV). Azerbejdżan, a w przyszłości i pozostałe państwa, nie mają pod tym względem wyboru. To jedyne szlak, jeśli nie chce korzystać z rosyjskiego pośrednictwa. Dla Gruzji to także potencjalny filar jej bezpieczeństwa energetycznego.

Gruzja w ograniczonym stopniu wykorzystuje swą pozycję związaną z tranzytem wydobywanych w Azerbejdżanie surowców. W większości sprowadza się on do użyczenia terytorium w zamian za gwarancję dostaw i preferencyjne warunki zakupu surowca, a w przypadku Rosji opłat, jakie z tego tytułu pobiera od Gazpromu. Sytuacja ta jest w znaczącej mierze wynikiem specyfiki azerbejdżańskiego eksportu, który poprzez BP jako operatora BTC i BTE kierowany jest do Turcji. Jest ona odbiorcą końcowym gazu ziemnego oraz częściowym ropy naftowej, która dopiero z jej terytorium wywożona jest dalej. Terminale w Supsie oraz Kulevi mają wobec Ceyhan podrzędne znaczenie. Stan ten jest konsekwencją obowiązujących umów. Kolejne porozumienia nie muszą ich powielać. Kluczowe znaczenie będzie miała tu kooperacja z SOCAR-em oraz inwestorem przedłużenia przyszłego gazociągu

Transkaspijskiego w części lądowej ku wybrzeżom czarnomorskim. Dla rozwoju rynku wewnętrznego zdecydowanie korzystniejszą sytuacją byłoby, gdyby nie był nim nadmieniany koncern azerbejdżański. Okoliczność ta tworzyłaby konkurencję dla niego, wymuszając rywalizację między oboma podmiotami branżowymi. W przypadku handlu międzynarodowego sytuacja przedstawia się zgoła odmiennie. BP i SOCAR przez swój potencjał i rozpoznawalność stanowiłyby najlepszą rękojmnię gwarancji zakontraktowanych dostaw.

Dla rozwoju rynku paliwowo-energetycznego w Gruzji optymalnym modelem rozwojowym byłoby wejście rolę ostatniego ogniwa lądowej spedycji surowców. Przez wzgląd na uwarunkowania międzynarodowe i relacje kapitałowe nie wydaje się prawdopodobne zmonopolizowanie tej pozycji, rzecz dotyczy przejścia możliwie największego wolumenu. Wymaga to jednak szeregu inwestycji infrastrukturalnych państwa gruzińskiego. Bazowanie na terminalach naftowych SOCAR-u czy BP jest półśrodkiem. Skutecznie ogranicza wpływy wynikające z położenia tranzytowego do dzierżaw terenu, redukuje swobodę samodzielnego handlu, świadczenia usług na rzecz dostawców etc.

Wskazana koncepcja zakłada przyjęcie przez Gruzję roli hubu dla surowców węglowodorowych przesyłanych znad Morza Kaspijskiego. Dotyczy to przede wszystkim gazu ziemnego, gdyż eksport ropy naftowej z Azerbejdżanu został zagospodarowany przez operatorów istniejących ropociągów. W przypadku „błękitnego paliwa” sytuacja kształtuje się odmiennie. Nadmieniana (patrz. rozdz. 2.3) wielkość zasobów naturalnych, którymi dysponuje Azerbejdżan przy realnej możliwości znaczącego podniesienia wydobywania oraz perspektywa powstania transkaspijskiego gazociągu generują niemal nieograniczony potencjał. Z ostatnim nadmienionym elementem łączy się konieczność budowy kolejnych magistral przesyłowych. Modelowym rozwiązaniem stanowiącym o pozycji, jaką zajmie Gruzja na szlaku tranzytu gazu znad Morza Kaspijskiego, pozostanie budowa u jej wybrzeży terminalu LNG. Znaczący udział w tej inwestycji czy wręcz samodzielny własnościowy nadzór nad nią stanowiłby okoliczność wybitnie sprzyjającą rozwojowi rynku paliwowo-energetycznego w tym państwie.

W Gruzji wzrost udziału gazu ziemnego w konsumpcji energii pierwotnej będzie przybierał na sile, co wynika tak ze światowych trendów, jak i z lokalnych uwarunkowań. Omówione wzmocnienie i rozbudowa pozycji państwa tranzytowego w handlu gazem korzystnie wpłynie na poziom cen na miejscowym rynku. Zważywszy na kondycję ekonomiczną społeczeństwa jest to istotny czynnik rozwoju rynku. Wskazania eksperckie nie pozostawiają co do tego wątpliwości (patrz. rozdz. 4). Ponadto za sprawą wskazanych okoliczności, tj. generowanych przychodów do budżetu związanych z międzynarodową logistyką i obrotem gazem ziemnym oraz niższymi kosztami jego detalicznego zakupu na rynku wewnętrznym należy spodziewać się popularyzacji tegoż nośnika. Oznacza to większe zapotrzebowanie na to paliwo, a to z kolei zmianę struktury popytowej polegającą na podniesieniu roli małych odbiorców i wynikającą stąd wyższą rentowność sprzedaży etc. Dale-

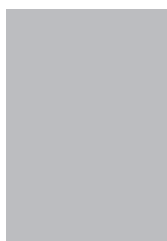
kosieżnym skutkiem pozostaje zmiana nawyków konsumenckich. Elementy te zostały wyróżnione (patrz. rozdz. 4) jako sektorowe determinanty rynkowe. Wśród akceleratorów rozwojowych wspomnieć należy o potężnym atrybucie, jakim dysponuje Gruzja w postaci systemu prawnego charakteryzującego się przejrzystością, której deficyt tak w wymiarze legislacyjnym, jak i wykonawczym, dostrzec można w Armenii oraz Azerbejdżanie. Jest to stan bardzo przyjazny dla potencjalnych inwestorów, co sprzyja całej branży (patrz. rozdz. 4).

Koncepcja rozwojowa zakładająca wykorzystanie przez Gruzję swego tranzytowego położenia dla kaspijskiego gazu ziemnego i przejęcie roli jego dystrybutora jest w istocie tożsama z koncentracją sektora na tym surowcu. Nie stoi to jednakże w opozycji do inwestycji w OZE i wykorzystania warunków naturalnych, jakimi dysponuje to państwo w zakresie rozbudowy tego obszaru energetyki (patrz. rozdz. 2). Dotyczy to praktycznie każdej jej gałęzi – od wiatrowej i solarnej przez produkcję biomasy po hydroenergetykę. Szczególne znaczenie przypisać powinno ostatniej z wymienionych. Wynika to udziału, jaki i obecnie zajmuje w wytwarzaniu energii elektrycznej, stabilnego i w ograniczonym zakresie zależnego od czynników pogodowych poziomu produkcji, a także ponadprzeciętnych możliwości, jakie istnieją ku temu w przestrzeni geograficzno-przyrodniczej Gruzji. Są one wyjątkowo korzystne nawet przy zachowaniu kryteriów oceny właściwej dla szczególnie uprzywilejowanego pod tym względem regionu Kaukazu Południowego. Przyszłości hydroenergetyki należy dopatrywać się jednak nie w wielkich elektrowniach, takich jak Zapora Inguri, lecz mikrogeneracji. Źródłach wytwórczych niewielkiej mocy, co jest konsekwencją specyfiki rozmieszczenia cieków wodnych oraz ich charakterystyki. Nadmieniane rozproszenie może uchodzić za okoliczność wydatnie sprzyjającą rozwojowi rynku. Liczne grono wytwórców jest czynnikiem generującym konkurencję po stronie podażowej, czego standardowym rezultatem pozostaje szersza i jakościowo lepsza oferta. Wskazywana rywalizacja o konsumenta między hydroelektrowniami małych i średnich mocy pozostanie jednak zawsze ograniczona terytorialnie do najbliższych okolic. Stąd też należy założyć istnienie barier ilościowych współzawodniczących sobie podmiotów, co na ograniczonym rozmiarowo terenie jest konsekwencją uwarunkowań przyrodniczych i technicznych. Wynika to z koniczności zachowania dystansu między elektrowniami usytuowanymi na tym samym cieku wodnym. Koncentracja licznych rzek i potoków z miejscami zdatnymi do lokowania tego typu źródeł wytwórczych na obszarze kilkunastu kilometrów kwadratowych, czyli odległości zapewniającej efektywny przesył energii elektrycznej, tzn. nie obciążony znaczącymi stratami co dla niewielkiej mocy turbin, ma istotne znaczenie – nie jest wprawdzie rzadkością, ale też nie może uchodzić za standard. W rzeczywistości dotyczyć będzie od 2 do 4 podmiotów.

Poważną konkurencję tworzyć będą dla hydroelektrowni inne odnawialne źródła energii, wpisujące się w system energetyki rozproszonej: instalacje fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe, biogazownie etc. Kluczem dla wskazanego modelu rozwojowego rynku paliwowo-energetycznego Gruzji pozostaje stworzenie dogodnych warunków

prawnych i instytucjonalnych dla mikrogeneracji oraz rozwijanie jej równocześnie z popularyzacją gazu ziemnego jako surowca energetycznego o dominującej pozycji w życiu gospodarczym kraju. *Conditio sine qua non* takiego stanu jest jednakże dobra kooperacja z Azerbejdżanem i powstanie gazociągu kaspijskiego. Niespełnienie tego warunku oznaczałoby konieczność przyspieszonego przejścia na zasilanie z OZE, co pogłębiłoby obszar ubóstwa energetycznego społeczeństwa i przyniosło poważne perturbacje dla gospodarki.

O ile wykorzystanie energii elektrycznej dla potrzeb ciepłownictwa nie nastroczałoby trudności technicznych nawet przy stanie wiedzy sprzed wieku, o tyle sięgnięcie do niej w transporcie kołowym stało się możliwe dzięki postępowi w dziedzinie elektromobilności oraz umasowieniu technologii.



ZAKOŃCZENIE

Podstawowym determinantem rozwoju lokalnych rynków na obszarze Kaukazu Południowego jest zaplecze surowcowe. Jego specyfikacja oraz zasobność definiuje energetykę danego państwa i związany z nią obszar paliwowo-energetyczny w całej jego gospodarczej przestrzeni. Przykładem jest tu Azerbejdżan, który dysponując potężnymi złożami naturalnymi węglowodorów ściśle powiązał z nimi swą ekonomiczną przyszłość. Brak własnych zasobów naturalnych jest okolicznością, której rezultatem na Kaukazie Południowym jest formowanie całego ładu energetycznego na danym terytorium przez dostęp do nośników, a precyzyjniej do ich zakupu i dostarczenie do odbiorcy. Decyduje on, które z nich zostaną wykorzystane do wytwarzania energii elektrycznej i jakie paliwa płynne będą używane w transporcie. Kształtuje też obrót nimi, ich wielkość oraz poziom cen – i to tak na etapie midstreamu, jak i downstreamu. Odzwierciedleniem tego stanu rzeczy jest casus Armenii i Gruzji. Pierwsza, obywając się bez ciekłych węglowodorów z Azerbejdżanu, zredukowała swe zapotrzebowanie na produkty naftowe do zupełnego minimum, natomiast druga rezygnując z zakupów w Rosji położyła nacisk na rozbudowę segmentów rynku stosownie do potencjału eksportowego Azerbejdżanu.

Nadmieniane powyżej uwarunkowanie w postaci logistycznej możliwości zapewnienia stałych dostaw jest w swej istocie konsekwencją właściwych dla tego regionu czynników geopolitycznych i prowadzonej tam polityki zagranicznej. Stąd też za kolejne czynniki wpływu nadające kształt rynkowi paliwowo-energetycznemu przyjąć należy relacje bilateralne oraz multilateralne w tej części świata. Ich oddziaływanie jest wielopłaszczyznowe i rozciąga się na wszystkie sfery życia społecznego zamieszkującej go ludności. Kreuje system polityczny oraz prawny w każdym z państw regionu, co tożsame jest określeniem warunków, na jakich funkcjonują lokalne ich gospodarki. Wpływ ten jest przemożny i powszechnie obecny, wolny od jakichkolwiek wyjątków.

Roszczenia terytorialne (odmienny od usankcjonowanego przez NZ rzeczywisty przebieg granic międzypaństwowych, istnienie państw nieuznawanych) wpisują się w przestrzeń polityczną Kaukazu Południowego. Dotyczy to tak stosunków międzynarodowych utrzymujących się w jego przestrzeni terytorialnej, jak i kontak-

tów z otoczeniem zewnętrznym. Ich emanacją pozostają tłące się konflikty zbrojne, które niosą za sobą zagrożenie destabilizacją kruchego ładu na całym tym obszarze. To warunki, w których funkcjonuje rynek paliwowo-energetyczny. Wpływ, jaki one wywierają, odczuwalny jest przez wszystkie położone w tej części świata państwa, tak te cieszące się powszechnym uznaniem, jak i te, których samodzielny byt nie ma takich sankcji. W każdym z nich oddziaływanie to jest jednakże inne. Także różny jest jego odbiór i konsekwencje. Dyferencja ta wynika z odmiennych czynników, które kreują kształt branży energetycznej i związanego z nią obrotu handlowego osobno w każdej części regionu. Uniwersalny charakter zjawiska zaczyna się i kończy na ich wzajemnych relacjach politycznych oraz jakości kontaktów z podmiotami ościennymi, co odzwierciedla się w międzynarodowych stosunkach gospodarczych. W pierwszym przypadku przykładem tego stanu rzeczy jest brak importu przez Armenię gazu ziemnego i paliw naftowych z Azerbejdżanu, natomiast w drugim ich zakupu przez Gruzję w Rosji. Wystąpienie takich samych okoliczności i identyczna reakcja w postaci wyboru innego źródła zaopatrzenia przez Armenię i Gruzję nie niosą za sobą dla rynku paliwowo-energetycznego tychże państw zbieżnych następstw. Oznacza to już nie tylko konieczność umieszczenia wśród uwarunkowanych rozwojowych krajowych rynków na Kaukazie Południowym polityki zagranicznej danego państwa ze wskazaniem stanu stosunków bilateralnych z otoczeniem, lecz także i specyfikę jego partnerów gospodarczych.

Relacje między uwarunkowaniami rynkowymi a politycznymi postrzegane przez pryzmat konieczności zabezpieczenia energetycznego gospodarki oraz społeczeństwa w surowce i paliwa płynne w niniejszym przypadku właściwe są tylko dla Armenii i Gruzji, a dla Azerbejdżanu sprowadzają się do eksklawy nachiczewańskiej. Dominacja czynników pozaekonomicznych jest wyraźna. Odcięcie się Gruzji od importu gazu ziemnego z kierunku rosyjskiego w sytuacji, gdy jest on transferowany przez jej terytorium do Armenii, nie znajduje innego wytłumaczenia. Analogicznie przedstawia się sprawa wytyczenia tras BTC i BTE oraz zakupy azerbejdżańskie energii elektrycznej dla Nachiczewania z Ostanu Azerbejdżan Zachodni – irańskiej prowincji, która korzysta z mocy wytwórczych armeńskich elektrowni. Okolicznością mogącą uchodzić za próbę odwrócenia tego stanu rzeczy pozostawały irańskie inwestycje w gazociąg przesyłowy na terenie Armenii. Nie przyniosły one jednak spodziewanego rezultatu, gdyż za sprawą nacisków Gazpromu na władze tego państwa zredukowano średnice budowanych magistral, ograniczając znaczenie irańskiego przedsięwzięcia. Przykład jest kolejnym potwierdzeniem prymatu na regionalnym rynku energetycznym oddziaływań o charakterze innym niż ekonomiczny.

Wskazując ustalenia dotyczące czynników politycznych odpowiedzialnych za stan rynku paliwowo-energetycznego na Kaukazie Południowym w przeważającej mierze odnoszą się do stosunków międzynarodowych w regionie. Nie oznacza to jednak zupełnej absencji wśród uwarunkowań rozwojowych czynników wewnętrznych. Zawierają się one w obowiązującym systemie politycznym. Wytycza on realia prawne, a za ich pośrednictwem i środowisko biznesowe w granicach terytorialnych

swego rzeczywistego zasięgu, np. Azerbejdżan nie obejmuje nim Górskiego Karabachu, Gruzja nie sięga nim Abchazji itd. Przez pryzmat stanu finalnego wyróżnić można dwie formuły, wokół których przebiega proces. Pierwsza z nich, właściwa dla Azerbejdżanu jako producenta i eksportera węglowodorów, opiera się na zapewnieniu kontrolowanemu przez państwo podmiotowi korzystniejszej pozycji niż jego rynkowi konkurencji. Dokonuje się tego poprzez zamówienia publiczne, intratne kontrakty, udziałową obecność w upstreamie etc. Uzyskiwane z tego tytułu profity zmuszony jest on przeznaczać na finansowanie wskazanych celów, które nie są powiązane z jego aktywnością gospodarczą. Druga z nadmienianych formuł właściwa jest dla państw dających się scharakteryzować w regionie mianem importerów, czyli Armenii i Gruzji. Wiąże się z dostosowaniem profilu konsumpcji energetycznej do nośników, których sprowadzenie jest zapewnione, i preferencji obrotu nimi. Ponadto łączy się z obecnością w ich przestrzeni gospodarczej córek koncernów energetycznych dostawcy (Armenia – Gazprom, Gruzja – SOCAR), które funkcjonują w stworzonym im przyjaznym otoczeniu polityczno-prawnym na poziomie midstreamu i downstreamu. Aktywność ta zabezpiecza interes dostawcy, a zarazem podnosi rentowność eksportu.

Obszar Kaukazu Południowego do początku ostatniej dekady XX wieku wchodził w skład ZSRR. Obecność wspólnej przestrzeni państwowej okazała się nie być gwarantem równomiernego tempa rozwoju. Homogenizacja sprowadzała się do wykorzystywania tych samych urządzeń, rozwiązań i systemu zarządzania w energetyce. W sukcesji pozostały kluczowe dla przyszłości lokalnych energetyk inwestycje. W Azerbejdżanie było to zaplecze upstreamowe oraz rafineria i w Baku z całym potencjałem intelektualnym Azerbejdżański Instytut Nafty i Chemii, w Armenii NPP Metsamor oraz kaskada Sevano-Hrazdańska, kaskada i hydroelektrownia na Dzoraget, a w Gruzji zaporą łukowa Inguri i system lokalnych elektrowni wodnych. Stan gospodarczy sektora wraz z wybiciem się dawnych republik na niepodległość wyraźnie je różnicował. Azerbejdżan wyraźnie odbiega pod tym względem od sąsiadów. Podpisanie tzw. naftowego kontraktu stulecia z międzynarodowym konsorcjum AIOC pozwoliło przebudować kluczową dla tego państwa branżę naftowo-gazową. Zdominowała udziałowo wpływy budżetowe, dając bodziec rozwojowy dla całej energetyki i powiązanego z nią rynku paliwowo-energetycznego, a SOCAR stał się największym i najważniejszym koncernem na Kaukazie Południowym. Z nim też identyfikować należy w obszarze energetyki współczesny Azerbejdżan, tak na rynku wewnętrznym, jak i poza jego granicami. Rozbudowana infrastruktura przesyłowa i magazynowa, nowoczesne zakłady rafineryjne to jedne z wielu elementów, które składają się na tę pozycję. Nie jest jednakże tożsama z potencjałem, jakim on dysponuje. Ekspozowane miejsce w nim przypisać należy tu doskonałym warunkom do rozwoju OZE, a aktywność inwestycyjna na tym polu jest znakomicie wyższa niż w pozostałych częściach regionu. Bariery dla niej pozostaje bogactwo węglowodorowe Azerbejdżanu i powstanie w przyszłości planowanej transkaspijskiej magistrali gazowej.

Zgoła odmiennie kształtuje się status Armenii, która pozbawiona jest zasobów naturalnych surowców energetycznych, a geopolityczne uwarunkowania znacząco ograniczają jej źródła dostaw. Okoliczności te przyczyniły się do wytworzenia pod wieloma względami unikatowych rozwiązań branżowych i będącego ich pochodną rynku paliwowo-energetycznego. Przejawia się on w dominacji energii elektrycznej oraz gazu ziemnego w gospodarce energetycznej i uczynieniu z nich podstawowych źródeł zasilania całego systemu. Tak też sprofilowane zostały inwestycje w moce wytwórcze oraz infrastrukturę przesyłową i magazynową. Te ostatnie uznać można za nowoczesne i w pełni spełniające pokładane w nich oczekiwania i nowoczesne standardy. Mniej jednoznacznie kształtuje się sytuacja w pierwszym z nadmienionych elementów. Nadal znaczący udział w produkcji energii elektrycznej przypada przestarzałym elektrowniom z czasów radzieckich, włączwszy w to wspomnianą NPP Metsamor. Armenia ponad trzecią część swych potrzeb energetycznych realizuje przy pomocy OZE, głównie hydroenergetyki. Nawet przy tak znaczącym ich wykorzystaniu potencjał, jaki posiada w tym obszarze, można określić jako zagospodarowany w bardzo niewielkiej części. Składa się na to brak środków inwestycyjnych oraz postęp techniczny otwierający możliwości, jakich wcześniej nie było. Istotną barierą rozwojową dla rynku paliwowo-energetycznego pozostaje kondycja ekonomiczna społeczeństwa.

Gruzja podobnie jak Armenia nie posiada własnych zasobów surowców energetycznych i zdania jest na ich zakup. Analogii między oboma państwami w obszarze energetyki i powiązanego z nią rynku surowcowo-energetycznego jest więcej. Wśród nich wyróżnić należy rolę, jaką odgrywają w systemie wytwórczym poradzkie hydroelektrownie oraz potencjał rozwojowy dla tej gałęzi elektroenergetyki. W przeciwieństwie do Armenii także i sieć elektroenergetyczna w przeważającej mierze pochodzi tu z tego czasu. Braki i zapóźnienia inwestycyjne nie kończą się w tym przypadku na liniach przesyłowych. Niedostatki dotyczą także mocy wytwórczych oraz elementów infrastruktury transformatorowo-rozdzielczej. Jej stan w ośrodkach miejskich pozostawia wiele do życzenia, a na prowincji jest krytycznie zły. Zwraca uwagę standard życia mieszkańców wynikający z niskich dochodów, jakie pozostają im na utrzymanie. Znajduje on swoje odzwierciedlenie w minimalistycznych nawykach konsumenckich, które konsumpcji tworzą poważną barierę dla rynku paliwowo-energetycznego i popytu na to, co oferuje. Gruzja ma też swoje atuty, które mogą stanowić o jego przyszłości. Pierwszy z nich to doskonale warunki dla wszystkich gałęzi OZE, drugi to dostęp do otwartego morza, którego nie posiada żadne inne państwo regionu. W istniejących uwarunkowaniach geopolitycznych terytorium Gruzji pozostaje jedyną dostępną drogą eksportu nadkaspijskich węglowodorów. Casus ten stara się też wykorzystywać. Rezultatami tego są nowoczesne terminale naftowe, magazyny paliwowe, rurociągi BTC i BTE etc. Operatorami są jednak najczęściej podmioty zagraniczne, a rola Gruzji nierzadko sprowadza się tu do pozycji dzierżawcy terenu. Stan ten odzwierciedla zaangażowanie inwestycyjne tego państwa. Wyraźnie brakuje go nawet na poziomie downstreamu. Zauważalnie

spada udział przedsiębiorstw gruzińskich w dystrybucji hurtowej i detalicznej paliw ciekłych i gazowych, na rzecz m.in. SOCAR-u. Azerbejdżański koncern z wolna urasta do roli potentata branżowego na tym terenie.

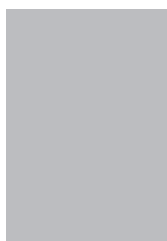
Specyfika lokalnych rynków paliwowo-energetycznych Kaukazu Pd. jest ich wyróżnikiem. Zawarta w nim wyjątkowość każdego z nich determinowana jest przez dwa podstawowe czynniki: posiadanie własnych złóż surowców energetycznych i określony uwarunkowaniami politycznymi dostęp do nich. Rola i znaczenie tych czynników zostało potwierdzone w opiniach eksperckich, które przedłożono na potrzeby niniejszej rozprawy. Wskazały one i pozwoliły na gradację okoliczności mających wpływ na kondycję energetyki w danym państwie regionu i związany z nią obrót handlowy. Wśród tych kluczowych znalazły się ponadto m.in.: nowe technologie i dostęp do nich, obecność karteli dzielących poszczególne segmenty rynku, przejrzystość regulacji prawnych, a w dalszej kolejności ceny nośników energii.

Ponadto badanie metodą wywiadów eksperckich przysłużyło się weryfikacji możliwych scenariuszy kształtowania się międzynarodowych stosunków gospodarczych w regionie: wykluczono m.in. prawdopodobieństwo podjęcia w okresie najbliższej dekady współpracy przez Armenię i Azerbejdżan, a w relacjach z najbliższym otoczeniem między Armenią i Turcją. Nie wykluczono natomiast przywrócenia i normalizacji relacji Gruzji z Rosją, potwierdzając wspólny interes tych państw w przyjęciu takiego właśnie rozwiązania. Przede wszystkim uznano za nieuchronne i obopólnie korzystne zacieśnienie handlowych kontaktów między Gruzją i Rosją.

Ustalenia dotyczące wpływu poszczególnych czynników na rynek paliwowo-energetyczny w państwach Kaukazu Południowego stały się podstawą budowy referencyjnych modeli rozwojowych dla niego. Podziały polityczne w regionie oraz wynikające z nich bariery logistyczne wykluczyły możliwość projektu wspólnych rozwiązań dla regionu. Ekspertki wypowiedzi prognostyczne zaprzeczyły, by w dającym się określić horyzoncie czasowym mogły nastąpić pod tym względem jakiegokolwiek zmiany. Odpowiedzialność za ten stan rzeczy ponosi przede wszystkim konflikt narodowościowy ormiańsko-azerbejdżański, a w szerszym wymiarze turecki oraz państwowy między Gruzją i Rosją. Konsekwencja występowania tak trwałych rozbieżności w regionie wymusiła prace nad konstrukcją trzech zgoła odmiennych projektów modeli rozwojowych, z których każdy przypisany jest do jednego z państw Kaukazu Południowego. W dużym uproszczeniu wskazują one zmiany zachodzące w sektorze wytwórczym i powiązany z nim rynkiem produktowo-usługowym w Armenii jako te zmierzające ku koncentracji na wytwarzaniu dla potrzeb własnych oraz eksportowych energii elektrycznej przy systematycznym ograniczaniu zależności surowcowej. W przypadku Azerbejdżanu na eksporcie własnych oraz wydobywanych w państwach nadkaspjskich węglowodorów i budowie silnej pozycji SOCAR-u w regionie przy jednoczesnych inwestycjach w nowoczesne rozwiązania związane z OZE, natomiast Gruzji jako lokalnego hubu naftowo-gazowego. Dostrzegalna przy takim założeniu zbieżność interesów azerbejdżańsko-gruzińskich stanowiłaby zgodnie z modelem kanwę do nawiązania ściślejszej kooperacji mię-

dzy tymi państwami. Warunkiem jej uskutecznienia jest powstanie transkaspijskiej magistrali. Budowa tego rurociągu w istocie czyniłaby z Gruzji jednego z najpoważniejszych beneficjentów projektu, i to bez konieczności inwestycyjnego zaangażowania się w samo przedsięwzięcie. Jest to jednakże i słabość całego konceptu. Wynika ona z braku rzeczywistego wpływu Gruzji na powstanie gazociągu. Stąd eksponując swe atrybuty tranzytowe musi brać pod uwagę także okoliczność, w której powstanie rurociągu łączącego wschodnie i zachodnie wybrzeża Morza Kaspijskiego opóźni się. Oznacza to utrzymanie przez niedający się określić okres istniejącego status quo i tranzyt gazu pochodzącego wyłącznie z Azerbejdżanu. Model czyniący z niej centrum handlowo-logistyczne dystrybucji gazu ziemnego to koncept, który może być postrzegany jako przedsięwzięcie chronologicznie limitowane światowym zapotrzebowaniem na paliwa kopalne. Dla Gruzji jest to jednakże czas niezbędny na modernizację i przebudowę swego systemu elektroenergetycznego. Wykorzystanie potencjału OZE i wybornych warunków dla mikrogeneracji stanowiłoby korzystne dla gruzińskiego rynku paliwowo-energetycznego dopełnienie wskazanej powyżej drogi rozwoju.

Przedłożone propozycje geograficznie nie mają wymiaru uniwersalnego. Opracowane zostały na podstawie dociekań naukowych, których rezultaty właściwe są wyłącznie dla ściśle określonego obszaru badań. One też legły u podstaw budowy struktury poszczególnych modeli rozwojowych rynku paliwowo-energetycznego. Przez wzgląd na tempo postępu technicznego w energetyce oraz ponadprzeciętną dynamikę międzynarodowych stosunków politycznych i gospodarczych w regionie Kaukazu Południowego kryją w sobie też ograniczenia czasowe. Nie odbiera im to jednakże utylitarne charakteru dla projektów i powiązanych z nimi prognoz na rozpoczynającą się trzecią dekadę XXI wieku. Taki też zamysł stał się bodźcem ich poszukiwań.



CONCLUSIONS

The raw material base is the basic determinant of the development of local markets in the South Caucasus. Its specification and wealth define the energy sector of a given country and the related fuel and energy area in its entire economic sphere. A case in point here is Azerbaijan, which, having huge natural deposits of hydrocarbons, has closely tied its economic future with them. The lack of natural resources is a circumstance which, in the South Caucasus, results in the formation of the entire energy order in a given territory through access to carriers, and more precisely to their purchase and delivery to the recipient. It decides which of the carriers will be used to generate electricity and which liquid fuels will be used in transport. Furthermore, it shapes how they are circulated, their size, and price levels – both at the midstream and downstream stage. The case of Armenia and Georgia is a reflection of this state of affairs. The first, lacking liquid hydrocarbons from Azerbaijan, reduced its demand for petroleum products to the absolute minimum, while the second, abandoning purchases in Russia, emphasized the expansion of market segments according to Azerbaijan's export potential.

The above-mentioned conditions in the form of the logistic possibility of ensuring constant supplies are, in fact, a consequence of the geopolitical factors specific to this region and of the foreign policy conducted there. Hence, bilateral and multilateral relations in this part of the world should be taken as further factors of influence shaping the fuel and energy market. Their impact is multifaceted and extends to all spheres of the social life of the people living there. It creates a political and legal system in each of the countries of the region, which is synonymous with defining the conditions under which their local economies function. This influence is overwhelming and universal, without any exceptions.

Territorial claims (the actual course of inter-state borders, the existence of unrecognized states different from the UN-sanctioned) fit into the political space of the South Caucasus. This applies to both international relations in its territorial space and contacts with the external environment. They are still visible in ongoing armed conflicts which carry the threat of destabilizing the fragile order in the entire area. These are the conditions in which the fuel and energy market functions. The influ-

ence they exert is felt by all states located in this part of the world, both those that enjoy universal recognition and those whose independent existence does not have such sanctions. In each of them, however, the impact is different. Its perception and consequences vary as well. This difference results from diverse factors that shape the energy industry and the trade that is related to it in each part of the region. The universal nature of the phenomenon begins and ends with mutual political relations of the countries and the quality of contacts with their respective neighboring entities, which is reflected in international economic relations. In the first case, an example of this is the lack of imports of natural gas and petroleum fuels from Azerbaijan by Armenia, while in the second, the purchase of the materials by Georgia in Russia. The occurrence of the same circumstances and an identical reaction in the form of the choice of a different source of supply by Armenia and Georgia do not have similar consequences for the fuel and energy market of these countries. This means not only the necessity to place the foreign policy of a given state among the conditioned national development markets in the South Caucasus, indicating the state of bilateral relations with the environment, but also to include the specificity of its economic partners.

The relations between market and political conditions, perceived through the prism of the need to secure the energy sector of the economy and society by providing raw materials and liquid fuels, in this case, are appropriate only for Armenia and Georgia, and for Azerbaijan, they are reduced to the Nakhchivan exclave. The dominance of non-economic factors is clear. Georgia's move to refrain from importing natural gas from Russia in the case when it is transferred through its territory to Armenia has no other explanation. The same is true of the BTC and BTE routes and Azerbaijani purchases of electricity for Nakhichevan from Ostan West Azerbaijan – an Iranian province that uses the generation capacity of Armenian power plants. Iranian investments in a gas transmission pipeline in Armenia remained a circumstance that could be seen as an attempt to reverse this state of affairs. However, they did not bring the expected result, because due to Gazprom's pressure on the government of this country, the diameters of the pipelines under construction were reduced limiting the significance of the Iranian project. The example is yet another confirmation of the primacy of non-economic influences on the regional energy market.

Pointing to the findings regarding the political factors responsible for the state of the fuel and energy market in the South Caucasus, they mostly refer to international relations in the region. However, this does not mean a complete absence of internal factors among the developmental conditions. They are included in the current political system. The latter delimits the legal realities, and through them, and the business environment within the territorial limits of its actual range, e.g. Azerbaijan does not include Nagorno-Karabakh, Georgia does not include Abkhazia, etc. Through the prism of the final state, we can distinguish two formulas around which the process takes place. The first one, which is specific to Azerbaijan as a pro-

ducer and exporter of hydrocarbons, is based on giving the state-controlled entity a more advantageous position than its competitors on the market. This is done through public procurement, lucrative contracts, equity upstream presence, etc. It is forced to spend the profits obtained on this account for financing the indicated goals that are not related to its economic activity. The second of the aforementioned formulas is appropriate for countries that can be characterized as importers in the region, namely Armenia and Georgia. It consists of the adjustment of the energy consumption profile to the carriers whose import is ensured, and the preferences of trading with them. Moreover, it is connected with the presence of the daughters of energy companies of the supplier (Armenia –Gazprom, Georgia – SOCAR) in the economic space, which operate in a friendly political and legal environment created for them on the midstream and downstream levels. This activity protects the interests of the supplier and at the same time increases the profitability of exports.

The area of the South Caucasus was part of the USSR until the beginning of the last decade of the twentieth century. The presence of a common national space turned out not to be a guarantee of an even pace of development. Homogenization was tantamount to the use of the same devices, solutions, and management systems in the energy sector. The investments of key importance for the future of local energy producers remained in the succession. In Azerbaijan, it was an upstream base and a refinery, and in Baku with all its intellectual potential, the Azerbaijani Institute of Oil and Chemistry, in Armenia NPP Metsamor and the Sevano-Hrazdan cascade, cascade and hydroelectric power plant in Dzoraget, and in Georgia, the Enguri hydroelectric dam and a system of local hydroelectric power plants. The economic condition of the sector along with the establishment of the independence of the former republics has sharply differentiated them. Azerbaijan clearly distinguishes itself from its neighbors in this respect. Signing the crude oil contract of the century with the international AIOC consortium allowed the reconstruction of the oil and gas industry, which is of key importance for this country. It dominated the budget revenues, giving a developmental stimulus to the entire energy sector and the related fuel and energy market, and SOCAR became the largest and most important concern in the South Caucasus. Modern Azerbaijan should also be identified with it in the area of energy, both on the domestic as well as on the external market. The extensive transmission and storage infrastructure, modern refining plants are among the many elements that contribute to this position. However, these alone do not amount to the potential it has at its disposal. The prominent place in it should be attributed to excellent conditions for the development of renewable energy sources, and investment activity in this field is much higher than in other parts of the region. The barrier for the latter is Azerbaijan's hydrocarbon wealth and the construction of the planned trans-Caspian gas route in the future.

The status of Armenia is quite different, as it is deprived of natural energy resources, and geopolitical conditions significantly limit its sources of supply. These circumstances contributed to the creation of, in many respects, unique industry so-

lutions and the resulting fuel and energy market. It manifests itself in the domination of electricity and natural gas in the energy economy and making them the basic sources of power for the entire system. This is also how investments in generation capacity, as well as transmission and storage infrastructure, were profiled. The latter can be considered modern and fully meeting the expectations and modern standards placed in them. The situation in the first of the above-mentioned elements is less unambiguous. Obsolete power plants from the Soviet era, including the aforementioned Metsamor NPP, still have a significant share in the production of electricity. Armenia meets over a third of its energy needs with the help of renewable energy, mainly hydropower. Even with such a significant use of them, the potential it has in this area can be described as being developed to a very small extent. This is due to the lack of investment measures and technical progress that opens up opportunities that were not available before. The economic condition of the society remains a significant development barrier for the fuel and energy market.

Georgia, just as Armenia, does not have its energy resources and is reliant on their purchase. There are more analogies between the two countries in the field of energy and the related raw material and energy market. Among them, the role played in the production system by post-Soviet hydroelectric plants and the development potential for this branch of the power industry should be highlighted. Unlike in Armenia, in this country also the electricity grid comes, in large part, from that period. In this case, the shortages and investment delays are not limited to the transmission lines. The deficiencies concern also the generation capacity and elements of transformer infrastructure. Its condition in urban centers leaves much to be desired, and in the provinces it is extremely poor. The inhabitants' standard of living, which results from the low income that needs to suffice to support them, is noteworthy. It is reflected in minimalist consumer habits, which create a serious barrier to the fuel and energy market and the demand for what it offers. Nevertheless, Georgia also has advantages that may determine its future. The first one is perfect conditions for all branches of renewable energy, the second is access to the open sea, which is not available in any other country in the region. In the existing geopolitical conditions, the territory of Georgia remains the only available way to export Caspian hydrocarbons. Georgia also tries to use this asset. The results are modern oil terminals, fuel storage facilities, BTC and BTE pipelines, among others. The operators, however, are most often foreign entities, and Georgia's role is recurrently reduced to the position of a land leaseholder. This situation reflects the investment commitment of this country. It is clearly lacking even at the stage of downstream. The share of Georgian enterprises in the wholesale and retail distribution of liquid and gaseous fuels is noticeably decreasing, to the advantage of, inter alia, SOCAR. The Azerbaijani concern is slowly growing to the role of an industry tycoon in this area.

The specificity of local fuel and energy markets in the South Caucasus is its distinguishing feature. The uniqueness of each of them is determined by two basic factors: having deposits of energy resources and access to them determined by

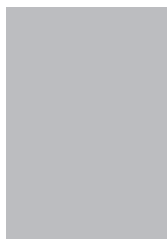
political conditions. The role and significance of these factors have been confirmed in the expert opinions submitted for this dissertation. They indicated and allowed for the gradation of circumstances affecting the condition of the energy sector in a given country in the region and the related trade. The key ones also include new technologies and access to them, the presence of cartels dividing individual market segments, transparency of legal regulations, and then the prices of energy carriers.

In addition, the Delphi method was used to verify possible scenarios for the development of international economic relations in the region: the probability of cooperation between Armenia and Azerbaijan in the next decade, and between Armenia and Turkey in relations with the closest environment. However, the restoration and normalization of Georgia's relations with Russia have not been ruled out, confirming the common interest of these countries in adopting such a solution. First of all, it was considered inevitable and mutually beneficial to tighten trade contacts between these two countries.

Findings regarding the impact of individual factors on the fuel and energy market in the South Caucasus countries have become the basis for building reference development models for it. Political divisions in the region and the resulting logistic barriers excluded the possibility of designing common solutions for the region. Experts' forecast statements denied that any changes in this respect could occur in the definable time horizon. Responsibility for this state of affairs lies primarily with the Armenian-Azerbaijani national conflict, and more broadly with the Turkish one as well as the state conflict between Georgia and Russia. The consequence of the occurrence of such persistent discrepancies in the region has forced work on the construction of three completely different projects of development models, each of which is assigned to one of the South Caucasus countries. To a great extent, they indicate changes taking place in the manufacturing sector and the related product and service market in Armenia as those aimed at focusing on electricity generation for domestic needs and for export, with a systematic reduction of raw material dependence. In the case of Azerbaijan, it is possible to export its own hydrocarbons and those produced in the Caspian countries and build a strong position of SOCAR in the region, while investing in modern solutions related to renewable energy sources, and Georgia as a local oil and gas hub. The convergence of Azerbaijani-Georgian interests, which was noticeable under this assumption, would, according to the model, constitute a canvas for establishing closer cooperation between these countries. The condition for its effectiveness is the creation of a trans-Caspian road. The construction of this pipeline would in fact make Georgia one of the most important beneficiaries of the project, without the need to invest in the project itself. This, however, is also a weakness of the whole concept. This is due to Georgia's lack of real influence on the construction of the pipeline. Hence, when exposing its transit attributes, it must also take into account the circumstance in which the construction of the pipeline connecting the eastern and western shores of the Caspian Sea will be delayed. This means maintaining the status quo for an indefinite period

and transit of gas originating exclusively from Azerbaijan. The model that makes it a trade and logistics center for natural gas distribution is a concept that can be seen as a chronologically limited endeavor for fossil fuels. For Georgia, however, it is the time necessary to modernize and reconstruct its power system. The use of renewable energy potential and the perfect conditions for microgeneration would complement the development path indicated above, which would be beneficial for the Georgian fuel and energy market.

The geographically submitted proposals are not universal. They have been developed based on scientific research, the results of which are appropriate only for a strictly defined area of research. They were also the basis for building the structure of individual development models of the fuel and energy market. Due to the pace of technical progress in the energy sector and the above-average dynamics of international political and economic relations in the South Caucasus region, they also have time constraints. However, this does not deprive them of the utilitarian nature of projects and related forecasts for the beginning of the third decade of the twenty-first century. This idea also became the impetus for their search.



BIBLIOGRAFIA

Akty prawne

- Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003, restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity.
- M.P. 2011, nr 46 poz. 514, 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 dnia 18 lutego 1995 r.
- 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.
- The Tariff (Price) Council of the Azerbaijan Republic Resolution No. 3.
- Treaty of Kars Договор о дружбе между СССР, ССРА и ССРГ с одной стороны и Турцией с другой, заключенный при участии РСФСР в Карсе, *Treaty of Moscow*.
- RB ONZ: Rezolucja 822 z dnia 30 kwietnia 1993.
- RB OZN Rezolucja 705 z dnia 12 sierpnia 1991.
- RB ONZ Rezolucja 884 z dnia 12 listopada 1993.
- RB ONZ Rezolucja 986 z dnia 14 kwietnia 1995.

Raporty i opracowania statystyczne

- BP Energy Outlook*, 2020.
- Статистический ежегодник Армении*, 2019.
- Социально-экономическое положение НКР в январе-сентябре 2015 года*.

- Crude Oil Pipeline Transportation Market: Global Industry Analysis, Trends, Size, Share, Growth Factors, Overview, Opportunity Assessment & Market Forecast 2017–2025. Energy of Azerbaijan 2018*, Baku 2018.
- Executive Order 12959 – Prohibiting Certain Transactions With Respect to Iran*, Federal Register, nr 60(89), Tuesday, May 9, 1995, Presidential Documents.
- Ksovreli T., Gogoladze M., Mokia K., Kintsurashvili M., Nonikashvili L., Gelashvili G., Tsuladze N., *Energy Balance of Georgia*, G. Todradze, P. Shavishvili (red.), Tbilisi 2019.
- Remarks by President Trump at Signing of Executive Order on Iran Sanctions Executive Order Reimposing Certain Sanctions with Respect to Iran.*
- Report on Compliance with the Energy Community Acquis*, Energy Community Secretariat, July 2017.
- The Energy Policy and Conservation Act (P.L. 94-163, 42 U.S.C. 6201)*, „William & Mary Environmental Law and Policy Review” 1976, nr 1, 2, s. 1-3.
- The European Bank for Reconstruction and Development (EBRD) – Report 2008.*
- Hoogwijk M., Crijns-Graus W.H.J., *Global Potential of Renewable Energy Sources: A Literature Assessment*, Background Report 2008.
- Sammeth F., *World Energy. Insights Brief 2019. Technical Annex: Global Energy Scenarios. Comparison Review. Technical Report 2019.*
- The Update of the Existing Scheme for Small Hydro Power Stations of the Republic of Armenia. Final Report*, Yerevan 2008, <http://r2e2.am/wp-content/uploads/2012/07/The-update-of-the-existing-scheme-for-SHPP.pdf> [dostęp: 12.12.2020].
- The World Small Hydropower Development Report 2016*, United Nations Industrial Development Organization, Vienna, and International Center on Small Hydro Power, Hangzhou 2016.
- Todradze G., Gogoladze M., Mokia K., Kintsurashvili M., Nonikashvili L., Loladze T., *Energy Balance of Georgia*, M. Guntsadze, G. Totradze (red.), Tbilisi 2014.
- World LNG Report 2019.*

Druki zwarte

- Bezpieczeństwo energetyczne. Rynki surowców i energii*, t. I, P. Kwiatkiewicz (red.), Poznań 2014.
- Bezpieczeństwo energetyczne. Rynki surowców i energii*, t. II, P. Kwiatkiewicz (red.), Poznań 2014.
- Dobb M., *Teoria wartości i podziału*, Warszawa 1976.
- Drożdż W., *Infrastruktura transportu przesyłowego jako element polityki bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej*, Szczecin 2013.
- Fattouh B., *An Anatomy of the Crude Oil Pricing System*, Oxford 2001.
- 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 – bezpieczeństwo w wyzwaniach badawczych. Polska i świat, energetyka jądrowa, bezpieczeństwo, logistyka*, t. 1, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2017.

- Energetyka – bezpieczeństwo w wyzwaniach badawczych. Prawo, gospodarka i społeczeństwo, biotechnologie i biokomponenty, ochrona środowiska, bezpieczeństwo zdrowotne*, t. 2, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2017.
- Energetyka odnawialna wizytówką nowoczesnej gospodarki*, Z. Brodziński, M. Kramarz, M.R. Sławomirski (red.), Toruń 2009.
- Energetyka – szanse, wyzwania i zagrożenia*, B. Ćwik, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2016.
- Energetyka w czasach politycznej niestabilności*, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2015.
- Energetyka wiatrowa w wybranych aspektach*, J. Maj, P. Kwiatkiewicz (red.), Poznań 2016.
- Energetyka. W kierunku nowej polityki energetycznej. Cykl rynki surowców i energii*, t. 1, P. Kwiatkiewicz (red.), Poznań 2020.
- Energetyka. W kierunku nowej polityki energetycznej. Cykl rynki surowców i energii* t. 2, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2020.
- Energetyka – w kręgu bezpieczeństwa i techniki*, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski, K. Stańczyk, R. Sobków (red.), Poznań 2018.
- Energetyka w odśłonach. Ochrona środowiska – Logistyka – OZE – Prawo-Technologie – Gospodarka – Finanse – Bezpieczeństwo*, D. Ćwik, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2016.
- Energia w czasach kryzysu*, K. Kuciński (red.), Warszawa 2006.
- Ермолаев С., *Формирование и развитие нефтегазовой зависимости Советского Союза*, Москва 2017.
- Europejski wymiar bezpieczeństwa energetycznego a ochrona środowiska*, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2014.
- Foss M.M., *Introduction to LNG. An Overview on Liquefied Natural Gas (LNG), its Properties, the LNG Industry and Safety Considerations*, Houston 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.
- Hicks J.R., *Kapitał i wzrost*, Warszawa 1978.
- Jaszczuk S., *Tablice Geograficzne*, Kraków 2007.
- Kołodko G., *Wędrujący świat*, Warszawa 2008.
- Książopolski K.M., *Bezpieczeństwo ekonomiczne*, Warszawa 2011.
- Kwiatkiewicz P., *Przemiany polityczne w Azerbejdżanie. Od republiki radzieckiej do niepodległego państwa*, Poznań 2018.
- Ład energetyczny. Idee i rzeczywistość*, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2018.
- Między ewolucją a rewolucją – w poszukiwaniu strategii energetycznej. Polityka – Gospodarka – Technika – Transport*, t. I, J. Maj, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2015.
- Między ewolucją a rewolucją – w poszukiwaniu strategii energetycznej. Zrównoważony Rozwój – OZE – Elektroenergetyka – Prawo – Ochrona środowiska – Ekologia – Biomasa – Odpady komunalne*, t. II, J. Maj, P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), Poznań 2015.
- Mirowski T., Mokrzycki E., Ney R., *Energetyka wiatrowa – stan obecny i szanse rozwoju*, Kraków 2015.

- Mishan E. J., *Spór o wzrost gospodarczy*, Warszawa 1986.
- 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.
- Rogall H., *Ekonomia zrównoważonego rozwoju. Teoria i praktyka*, Poznań 2010. *Gospodarka niskoemisyjna. Uwarunkowania i wyzwania*, J. Mazurkiewicz, K. Pająk (red.), Toruń 2014.
- Rosicki R., *Kultury energetyczne Unii Europejskiej*, Poznań 2018.
- Seventh Symposium on Coastal and Ocean Management, Long Beach, California, United States 1992.
- Samuelson P.A., Nordhaus W.D., *Ekonomia*, Poznań 2017.
- Skarżyński M., *Terminale LNG w polityce energetycznej państw nadbałtyckich Unii Europejskiej*, Poznań 2018.
- Snowdon B., Vane H.R., *Rozmowy z wybitnymi ekonomistami*, Warszawa 2003.
- Stankiewicz W., *Ekonomika instytucjonalna. Narodziny i rozwój*, Warszawa 2012.
- Stiglitz J.E., Charlton A., *Fair trade – Szansa dla wszystkich*, Warszawa 2007.
- Świętochowski T., *Azerbejdżan*, Warszawa 2005.
- Wasiuta A., *Ekonomiczne uwarunkowania rozwoju energetyki wiatrowej*, Warszawa 2014.
- Wojcieszak Ł., *Towarowa giełda energii jako instrument liberalizacji rynku gazu w Polsce*, Poznań 2017.
- Zajdler R., Hara T., Staniłko J., *Formuły cenowe w kontraktach długoterminowych na dostawę gazu do Unii Europejskiej*, Warszawa 2012.
- Zielińska-Głębocka A., *Współczesna gospodarka światowa. Przemiany, innowacje, kryzysy, rozwiązania regionalne*, Warszawa 2012.

Rozdziały w monografiach zbiorowych, artykuły naukowe i analityczne

- Bartnik R., Hnydiuk-Stefan A., *Analiza ekonomiczna jednostkowych kosztów produkcji elektryczności w różnych technologiach jej wytwarzania*, „Elektroenergetyka” 2016, nr 5, s. 256–263.
- Mir-Babayev M.Y., Baku Baron Days. Foreign Investment in Azerbaijan's Oil, „Azerbaijan International. The Baku of Ali & Nino”, Summer 2004, 12.2, s. 82–85.
- Bowden J., *Azerbaijan: From Gas Importer to Gas Exporter*, [w:] *Russian and CIS Gas Markets and Their Impact on Europe*, S. Pirani (red.), Oxford 2009.
- Chomakhidze D., *Energy Balance of Georgia*, „Annals of Agrarian Science” 2016, nr 14, 3, s. 196–200.
- Gorlewski B., *Podejście behawioralne w naukach ekonomicznych. Przykład ekonomiki transportu*, [w:] *Nauki ekonomiczne w świetle nowych wyzwań gospodarczych*, R. Bartkowiak, J. Ostaszewski (red.), Warszawa 2010.
- Grudziński Z., *Konkurencyjność paliw w wytwarzaniu energii elektrycznej*, „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 4, s. 87–104.

- Grudziński Z., *Międzynarodowy rynek węgla energetycznego*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN” 2017, nr 98, s. 51–63.
- Hajduk Z., *C.G. Hempla model wyjaśniania probabilistycznego*, „Studia Philosophiae Christianae” 1970, nr 6, 1, s. 5–40.
- Kaliski M., Białek M., Jedynek Z., *Wpływ subsydiowania cen paliw na światowy rynek ropy naftowej*, „Wiertnictwo, Nafta, Gaz” 2012, t. 29, z. 1, s. 163–171.
- Kaliski M., Szurlej A., *Perspektywiczne segmenty krajowego rynku gazu ziemnego*, „Wiertnictwo, Nafta, Gaz” 2008, t. 25, z. 2, s. 349–358.
- Kłos L., *Ślad ekologiczny jako nieekonomiczny miernik jakości życia społeczeństwa*, „Studia Ekonomiczne” 2014, nr 166, s. 67–77.
- Kłos L., *Ślad ekologiczny jako wskaźnik zrównoważonej konsumpcji i produkcji*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu” 2013, nr 318, s. 303–313.
- Kwiatkiewicz P., *Символы времён первой мировой войны на Южном Кавказе и политический аспект их современного значения*, [w:] *Първата Световна Война: Памет На Поколенията*, T. Georgieva (red.), Sofia 2014.
- Kwiatkiewicz P., *Genocide 1915–1917 a jego współczesna recepcja*, „Studia Gdańskie. Wizje i Rzeczywistość” 2015, nr 12, s. 331–340.
- 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, s. 27–33.
- Kwiatkiewicz P., *O przeszłości politycznej Azerbejdżanu – od starożytności do podboju rosyjskiego i podziału kraju*, „Cywilizacja i Polityka” 2015, nr 13, s. 234–244.
- Kwiatkiewicz P., *Reperkusje ormiańskiej okupacji terytoriów Republiki Azerbejdżanu. Zarys wybranych problemów w aspekcie wewnętrznym*, [w:] *Militarne i gospodarcze determinanty państwowości azjatyckiej*, J. Marszałek-Kawa (red.), Toruń 2010.
- Kwiatkiewicz P., *Turcja a transfer ropy i gazu do Europy z regionu kaspijskiego*, „Gospodarka Materiałowa i Logistyka” 2009, nr 9, s. 18–22.
- Kwiatkiewicz P., *Zużycie produktów naftowych i gazu ziemnego w Republice Armenii a bezpieczeństwo energetyczne*, [w:] *Bezpieczeństwo energetyczne. Rynki surowców i energii – teraźniejszość i przyszłość*. t. 1, P. Kwiatkiewicz (red.), Poznań 2014.
- Malec M., *Wpływ zmienności cen węgla kamiennego na rynkach światowych na zmienność cen paliw i energii elektrycznej w Polsce*, „Polityka Energetyczna” 2017, t. 20, z. 4, s. 39–54.
- Minasyan S., *The Nagorno-Karabakh conflict in the context of South Caucasus regional security issues: An Armenian perspective*, „Nationalities Papers” 2016, Vol. 45, 1, s. 1–9.
- Molo B., *Znaczenie Rosji dla bezpieczeństwa energetycznego Niemiec*, „Krakowskie Studia Międzynarodowe” 2006, nr 4, s. 237–253.
- Nieczuja-Ostrowski P., *Znaczenie energetyki wodnej dla bezpieczeństwa Republiki Armenii*, [w:] *Między ewolucją a rewolucją – w poszukiwaniu strategii energetycznej*, t. 1, P. Kwiatkiewicz (red.), Poznań 2015.
- Paszkowski M., *Analiza implikacji zniesionego przez Stany Zjednoczone Ameryki zakazu eksportu ropy naftowej*, „Polityka Energetyczna” 2017, t. 20, z. 1, s. 37–48.
- Patrzalek W., *Znaczenie świadomości ekologicznej w zachowaniach konsumenckich*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu” 2017, nr 501, s. 11–23.
- Peng P., *Hub-and-spoke Structure: Characterizing the Global Crude Oil Transport Network with Mass Vessel Trajectories*, „Energy” 2019, No. 168, s. 966–374.

- Poskrobko B., *Metodyczne aspekty ekonomii zrównoważonego rozwoju*, „Ekonomia i Środowisko” 2012, nr 3(43), s. 10–27.
- Poskrobko T., *Ekonomia behawioralna w kształtowaniu polityki rozwoju krajów słabo rozwiniętych*, [w:] *Wpływ oddziaływań behawioralnych na rozwój małych i średnich przedsiębiorstw*, P. Kulawczuk, A. Poszewicki (red.), Gdańsk 2016.
- Rigobon R., Sack B., *The Effects of War Risk on US Financial Markets*, „Journal of Banking & Finance” 2005, Vol. 29, 1, s. 1769–1789.
- Samuel Y.A., Manu O., Wereko T.B., *Determinants of Energy Consumption A Review*, “International Journal of Management Sciences” 2013, Vol. 1, No. 12, s. 482–487.
- Sikorski W., *Zużycie wody w produkcji energii elektrycznej*, „Energia i Recykling” 2019, nr 10, s. 1–2.
- Socor V., *Iran-Armenia Gas Pipeline: Far More than Meets the Eye*, „Eurasia Daily Monitor” 2007, Vol. 4, 56.
- Stevens L.K., Sessions D., *Speculation, Futures Prices, and the U.S. Real Price of Crude Oil*, MPRA Paper No. 9456, University Library of Munich, Germany 2008.
- Sudoł S., *Delficka metoda badawcza*, „Zarządzanie. Teoria i Praktyka” 2016, nr 3(17), s. 69–74.
- Szczerbowski R., *Modelowanie systemów energetycznych*, „Electrical Engineering” 2014, nr 78, s. 9–16.
- Voytyuk O., *Rola Turcji w przesyłaniu gazu ziemnego z regionu Morza Kaspijskiego, Azji Środkowej oraz Bliskiego Wschodu do państw Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 1, s. 89–106.
- Zachmann G., *Energy Security of Georgia*, Policy Paper Series [PP/01/2014], Berlin/Tbilisi 2014.

Publikacje prasowe o charakterze źródłowym

- OPEC Bulletin 9/08, s. 3.
OPEC, *Who Gets What from Imported Oil*, 06/2008 Vienna.

Internet – kluczowe witryny

- <http://ec.europa.eu>
<http://www.geostat.ge>
<http://www.minenergy.am>
<http://www.socar.az>
<http://socargas.ge>
<http://worldbank.org>
<https://energypost.eu>
<https://ihsmarkit.com>
<https://neftgaz.ru>
<https://oilprice.com/>
<https://yearbook.enerdata.net>

<https://www.armstat.am>
<https://www.eia.gov>
<https://www.energycharter.org>
<https://www.gazprom.com>
<https://www.igu.org/>
<https://www.macrotrends.net>
<https://www.mckinseyenergyinsights.com>
<https://www.opec.org/>
<https://www.oxfordenergy.org/>
<https://www.stat.gov.az/>
<https://www.statista.com/>
<https://www.theglobaleconomy.com>
<https://tradingeconomics.com/>
<https://www.unece.org>
<https://www.usgs.gov>
<https://www.worldenergy.org>

Artykuły online

- Appunn K., Haas Y., Wettengel J., *Germany's energy consumption and power mix in charts*, „Journalism for the energy transition” 2020, Clean Energy Wire, <https://www.cleane-nergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts> [dostęp: 31.12.2020].
- Armenia - Energy Sector, export.gov Helping U.S. Companies Export, <https://www.export.gov/apex/article?id=Armenia-energy-sector> [dostęp: 31.12.2020].
- Armenia Imports from Russia of Mineral fuels, oils, distillation products, Trading Economics, <https://tradingeconomics.com/armenia/imports/russia/mineral-fuels-oils-distillation-products> [dostęp: 03.07.2020].
- Benchmarks face 2020s evolution, Petroleum Economist, <https://www.petroleum-economist.com/articles/markets/trends/2019/benchmarks-face-2020s-evolution> [dostęp: 25.01.2020].
- Brzoska M., *The Power and Consequences of International Sanctions*, „E-International Relations” 2014, s.1–5, E-INTERNATIONAL RELATIONS, <https://www.e-ir.info/2014/05/19/the-power-and-consequences-of-international-sanctions/> [dostęp: 20.01.2020].
- Burchard-Dziubińska M., *Zielona gospodarka jako nowy obszar zainteresowań ekonomii*, Referat, IX Kongres Ekonomistów Polskich nt. *Ekonomia dla przyszłości. Odkrywać naturę i przyczyny zjawisk gospodarczych*, <http://www.pte.pl/kongres/referaty/Burchard-Dziubi%C5%84ska%20Ma%C5%82gorzata/Burchard-Dziubi%C5%84ska%20Ma%C5%82gorzata%20-%20ZIELONA%20GOSPODARKA%20JAKO%20NOWY%20OBSZAR%20ZAINTERSOWANIA%20EKONOMII.pdf> [dostęp: 30.03.2020].
- Clayton B., *The Case for Allowing U.S. Crude Oil Exports*, Council on Foreign Relations, <https://www.cfr.org/report/case-allowing-us-crude-oil-exports> [dostęp: 25.02.2020].
- Cloete S., *An independent Global Energy Forecast to 2050: fossil fuels*, energypost.eu The best

- Thinkers on Energy, <https://energypost.eu/an-independent-global-energy-forecast-to-2050-part-3-of-5-fossil-fuels/> [dostęp: 20.08.2020].
- Coal Development Potential and Prospects in the Developing Countries*, <http://documents.worldbank.org/curated/en/911221468327612132/pdf/PUB2630.pdf> [dostęp: 28.03.2020].
- Coal Price Data and Indexes*, IHS Markit, <https://ihsmarkit.com/products/coal-price-data-indexes.html> [dostęp: 24.03.2020].
- Сорта нефти. Маркерный стандарт, бенчмарк, Neftegaz.RU, <https://neftgaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142128-sorta-nefti-markernyy-standart-benchmark/> [dostęp: 23.01.2020].
- Corcoran J., *Urals Gets a Benchmark*, *Petroleum Economist*, <https://www.petroleum-economist.com/articles/politics-economics/europe-urasia/2016/urals-gets-a-benchmark> [dostęp: 22.01.2020].
- Countries by Petrol Prices and GDP per capita*, *Statistics Time*, <http://statisticstimes.com/economy/countries-by-petrol-prices-and-gdp-per-capita.php> [dostęp: 29.03.2020].
- Crude grades*, McKinsey&Company, <https://www.mckinseyenergyinsights.com/resources/refinery-reference-desk/crude-grades/> [dostęp: 25.01.2020].
- Давтян В., Арутюнян А., Самвелян J.I., *Особенности Формирования И Осуществления Национальной Энергетической Политики Нкр1*, CYBERLENINKA, <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-formirovaniya-i-osuschestvleniya-natsionalnoy-energeticheskoy-politiki-nkrw> [dostęp: 31.12.2020].
- Davidson P., *Crude Oil Prices: "Market Fundamentals" or Speculation?*, „Challenge” 2008, nr 51(4), s. 110-118, https://www.researchgate.net/profile/Paul_Davidson10/publication/23535169_Crude_Oil_Prices_Market_Fundamentals_or_Speculation/links/55a91a9508aea3d086802d9b/Crude-Oil-Prices-Market-Fundamentals-or-Speculation.pdf [dostęp: 4.11.2019].
- 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].
- Electricity Balance Of Georgia 2019, https://esco.ge/files/data/Balance/energobalans_2019_eng.pdf [dostęp: 31.12.2020].
- Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, <http://www.ure.gov.pl/download.php?s=1&id=713> [dostęp: 28.03.2020].
- 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: 28.01.2020].
- Expert: Armenia World No. 1 in Number of Vehicles Operating on Compressed Natural Gas*, NEWS.am Good morning, World!, <https://news.am/eng/news/434722.html> [dostęp: 31.12.2020].
- Fattouh 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: 25.01.2020].
- Fulp M., *The History of Gold-Oil Ratios: 1970–2018*, KITCO, <https://www.kitco.com/commentaries/2018-09-10/The-History-of-Gold-Oil-Ratios-1970-2018.html> [dostęp: 4.11.2019].

- Gas Interconnection Gas Bridge between Asia & Europe (Nabucco)*, http://ec.europa.eu/energy/eepr/projects/files/gas-interconnections-and-reverse-flow/nabucco_en.pdf [dostęp: 20.07.2019].
- Georgia's Energy Sector Electricity Market Watch*, <https://galtandtaggart.com/upload/reports/20306.pdf> [dostęp: 31.12.2020].
- Gharabegian A., *Sevan-Hrazdan Cascade Hydropower System*, Asbarez, <http://asbarez.com/123306/sevan-hrazdan-cascade-hydropower-system/> [dostęp: 10.01.2016].
- Gold Prices vs Oil Prices – Historical Relationship*, macrotrends, <https://www.macrotrends.net/1334/gold-prices-vs-oil-prices-historical-correlation> [dostęp: 4.11.2019].
- History of Development of Oil Industry*, AZƏRBAYCAN, http://www.azerbaijan.az/portal/Economy/OilStrategy/oilStrategy_02_e.html [dostęp: 18.07.2019].
- Husseini T., *Transporting Oil and Gas: The World's Longest Pipelines*, OffshoreTechnology, <https://www.offshore-technology.com/features/worlds-longest-pipelines/> [dostęp: 10.02.2020].
- Ingram A., *Where Are Natural-Gas Vehicles Most Popular and Most Numerous?*, Green Car Reports, http://www.greencarreports.com/news/1093785_where-are-natural-gas-vehicles-most-popular-and-most-numerous [dostęp: 10.01.2016].
- 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].
- Iran Liquefied Natural Gas Co., *Company Overview*, Iran Liquefied Natural Gas Co., <http://www.iranlng.ir/index.php/en/eng-about-us/company-overview> [dostęp: 01.01.2020].
- Kamińska I. *The Decline of the Oil Spot Market?*, Financial Times, <https://ftalphaville.ft.com/2013/04/24/1469422/the-decline-of-the-oil-spot-market/> [dostęp: 26.01.2020].
- Kanapiyanova Z., *History of the Energy Sector Development and Kazakhstan's Energy Potential*, <https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/785104> [dostęp: 27.01.2020].
- Keystone – Documents and Maps*, TC Energy, <https://www.tcenergy.com/operations/oil-and-liquids/keystone-xl/keystone-xl-documents-and-maps/> [dostęp: 22.02.2020].
- Kumar D.K., *Cushing's Oil Market Clout Wanes Amid U.S. Export Boom*, Reuters Business News z dnia 11 kwietnia 2017 roku, Reuters, <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].
- Malko J., *Publiczna polityka energetyczna*, „Rynek energii” 2009, nr 12, https://www.cire.pl/pliki/2/publiczn_polityk_energet.pdf [dostęp: 28.03.2020].
- Mikhelidze N., *The Turkish-Armenian Rapprochement at the Deadlock*, IAI Istituto Affari Internazionali. „Documenti IAI” 2010, nr 10|05, <https://www.iai.it/sites/default/files/iai1005.pdf> [dostęp: 01.07.2020].
- Мингазов С., *Россия начала развертывать в Нагорном Карабахе миротворческие силы*, Forbes, <https://www.forbes.ru/newsroom/obshchestvo/413403-rossiya-nachalazavertyvat-v-nagornom-karabahe-mirotvorcheskie-sily> [dostęp: 15.11.2020].
- Natural Gas – Breakdown by Country (bcm)*, Enerdata, <https://yearbook.enerdata.net/natural-gas/balance-trade-world-data.html> [dostęp: 02.01.2020].
- Natural Gas Prices in the United States and Europe from 1980 to 2030 (in U.S. Dollars per Million British Thermal Units)*, Statista, <https://www.statista.com/statistics/252791/natural-gas-prices/> [dostęp: 11.02.2020].
- Oil: Crude and Petroleum Products Explained*, U.S. Energy Information Administration,

- <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/imports-and-exports.php> [dostęp: 23.02.2020].
- Outlook for the Siberia-to-Western Europe Natural Gas Pipeline*, CIA Intelligent Assessment 1982, <https://www.cia.gov/library/readingroom/docs/CIA-RDP84B00049R001202890013-1.pdf> [dostęp: 09.02.2020].
- Overview of Russian LNG Projects*, PwC Russia, <https://www.pwc.ru/en/publications/russian-lng-projects.html> [dostęp: 02.01.2020].
- 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].
- PGNiG: *24-letni kontrakt z Cheniere podpisany – dostawy amerykańskiego LNG do Polski ruszą w 2019 roku*, PGNiG Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, <http://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/pgnig-24-letni-kontrakt-z-cheniere-podpisany-dostawy-amerykanskiego-lng-do-polski-rusza-w-2019-roku/newsGroupId/10184> [dostęp: 31.12.2019].
- Poindexter G.B., *Modernization Work Completed at 424-MW Mingachevir Hydro Station in Azerbaijan*, <https://www.hydroworld.com/articles/2018/02/modernization-work-completed-at-424-mw-mingachevir-hydro-station-in-azerbaijan.html> [dostęp: 10.08.2019].
- Putting a Price on Energy: International Coal Pricing*, https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Coal_Study_2010_en.pdf [dostęp: 22.03.2020].
- Razavi H., *The New Era of Petroleum Trading: Spot-oil, Spot-related Contracts, and Futures Markets*, HYDROREVIEW, <http://documents.worldbank.org/curated/en/603911468739482147/The-new-era-of-petroleum-trading-spot-oil-spot-related-contracts-and-futures-markets> [dostęp: 26.01.2020].
- Renewable Energy Perspectives of oil exporter Azerbaijan*, Elektormag., <https://www.elektormagazine.com/news/Renewable-Energy-Perspectives-of-oil-exporter-Azerbaijan> [dostęp: 10.08.2019].
- Saha D., Giucci R., Lücke M., Kirchner R., Movchan V., Zachmann G., *The economic effect of a resolution of the Nagorno-Karabakh conflict on Armenia and Azerbaijan*, Berlin Economics, Berlin 2018, s. 25, https://berlin-economics.com/wp-content/uploads/The_Economic_Effect_Of_A_Resolution_Of_The_Nagorno-Karabakh_Conflict.pdf [dostęp: 31.12.2020].
- Scaling Up Renewable Energy Program - Investment Plan for Armenia*, Yerevan 2014, https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Armenia%20SREP%20Investment%20Plan_final.pdf [dostęp: 20.08.2020].
- 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: 26.01.2020].
- Szarfenberg R., *Polityka publiczna – zagadnienia i nurty teoretyczne*, „Studia z Polityki Publicznej” 2016, nr 1(9), s. 45–74, [https://ssl-kolegia.sgh.waw.pl/pl/KES/czasopisma/kwartalnik_szpp/Documents/numer%201\(9\)%202016/058_02_Szaefenberg.pdf](https://ssl-kolegia.sgh.waw.pl/pl/KES/czasopisma/kwartalnik_szpp/Documents/numer%201(9)%202016/058_02_Szaefenberg.pdf) [dostęp: 28.03.2020].
- Szczęśniak A., *2018: zalewamy się gazem pod korek*, <http://szczesniak.pl/2018-zalewamy-gazem-pod-korek> [dostęp: 01.01.2020].

- Tamakoshia G., Hamorib S., *Real Oil Prices, Real Economic Activity, Real Interest Rates, and the US Dollar: A Cointegration Analysis with Structural Breaks*, <http://lifescienceglobal.com/pms/index.php/jrge/article/download/962/466> [dostęp: 4.11.2019].
- The Brent Group (Middle Jurassic) of the Brent Field, Northern North Sea*, 69th EAGE Conference and Exhibition – Workshop Package, EarthDoc Online Geoscience Database, <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201405142> [dostęp: 20.01.2020].
- The Development of the Oil and Gas Industry in Azerbaijan*, The Ministry of Energy of The Republic of Azerbaijan, <https://minenergy.gov.az/en/neft/neft-senayesinin-inkisaf-tarixi> [dostęp: 19.07.2019].
- The Future of Wind Power Development in Armenia*, <https://www.construction.am/news/691-wind-power-development-in-armenia-wind-farms/> [dostęp: 14.11.2020].
- The Ties That Divide. Economist. Global Heritage* z dnia czerwca 2006 r., GLOBAL HERITAGE FUND, http://www.globalheritagefund.org/news/GHF_in_the_news/economist_ties_that_divide_june_17_06.asp [dostęp: 01.07.2020].
- Understanding Crude Oil Benchmarks and Classifications*, oilscams.org, <http://www.oil-scams.org/crude-oil-benchmarks> [dostęp: 25.01.2020].
- U.S. Geological Survey*, USGS science for a changing world, https://www.usgs.gov/faqs/what-are-types-coal?qt-news_science_products=0#qt-news_science_products [dostęp: 22.03.2020].
- 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: 09.02.2020].
- van Schaik J., *How Governments Sell Their Oil*, <https://resourcegovernance.org/sites/default/files/OilSales-HowGovtsSellOil.pdf> [dostęp: 31.01.2020].
- Venezuela Has Dirt-cheap Fuel, so Why Is Driving Nearly Impossible?*, “The Guardian” 2018, <https://www.theguardian.com/world/2018/aug/10/venezuela-crisis-fuel-driving-census-maduro> [dostęp: 28.03.2020].
- What are the Most Popular Cars in Georgia?*, AGENDA.GE, <http://agenda.ge/en/news/2015/2026> [dostęp: 20.10.2018].
- What is Netback*, CFI, <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/netback/> [dostęp: 26.02.2020].
- Wind Power Generation Increases in Azerbaijan*, reve, <https://www.evwind.es/2018/11/06/wind-power-generation-increasesin-azerbaijan/65101> [dostęp: 31.12.2020].
- WTI Crude Oil Prices – 10 Year Daily Chart*, macrotrends, <https://www.macrotrends.net/2516/wti-crude-oil-prices-10-year-daily-chart> [dostęp: 01.03.2020].

Pozostałe (witryny koncernów, terminali)

- Ceyhan Terminal*, bp Azerbaijan, https://www.bp.com/en_az/azerbaijan/home/who-we-are/operations/projects/terminals/ceyhan_terminal.html [dostęp: 31.01.2020].
- Efektywna rafinacja – EFRA Lotos S.A.*, EFRA Lotos, <http://efra.lotos.pl/> [dostęp: 25.01.2020].

- Fateh Oil Terminal, United Arab Emirate*, Ports.com, <http://ports.com/united-arab-emirates/fateh-oil-terminal/> [dostęp: 31.01.2020].
- Gharabegian A., Hambarian A., Touryan K., *Small Hydro Power Plants in Armenia*, The Armenian Weekly, <http://armenianweekly.com/2012/06/11/small-hydro-power-plants-in-armenia/> [dostęp: 10.01.2016].
- Hulaylah Oil Terminal, United Arab Emirates*, Ports.com, <http://ports.com/united-arab-emirates/hulaylah-oil-terminal/> [dostęp: 31.01.2020].
- Lori 1 Wind Power Plant*, <http://www.minenergy.am/en/page/454> [dostęp: 10.01.2020].
- 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/lt20151224569.pdf> [dostęp: 11.02.2020].
- Shah Deniz Stage 1*, bp Azerbaijan, https://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/Shahdeniz/SDstage1.html [dostęp: 22.07.2019].
- Shah Deniz Stage 2*, bp Azerbaijan, https://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/Shahdeniz/SDstage2.html [dostęp: 27.07.2019].
- SOCAR Georgia Gas – Five Years in Georgia and Extensive Works on Gasification – The Financial*, <https://finchannel.com/index.php/business/travel-news/item/32772> [dostęp: 11.10.2018].
- Statistics: 30% of Registered Vehicles in Georgia Are Diesel-powered*, AGENDA.GE, <http://agenda.ge/en/news/2018/1593> [dostęp: 20.08.2018].

Informacyjne

- Aliyeva K., *Wind Power Generation Greatly increases in Azerbaijan*, AZERNEWS, AzerNews, https://www.azernews.az/oil_and_gas/136315.html [dostęp: 10.08.2019].
- An Oil Deal by Azerbaijan*, “The New York Times”, 20 September 1994
- Армения добивается успеха в сфере солнечной энергетики: 10 станций уже сданы в эксплуатацию*, Lragir, <https://www.lragir.am/ru/2019/11/11/160328/> [dostęp: 10.12.2020].
- Армянский премьер надеется на содействие ЕС в вопросе закрытия АЭС*, Armenia Today, 12 grudnia 2007 r., http://armtoday.info/default.asp?Lang=_Ru&NewsID=1662&SectionID=0&RegionID=0&Date=12/14/2007&PagePosition=2 [dostęp: 10.01.2016].
- Армянская АЭС (Мецаморская)*, <http://www.atomic-energy.ru/organizations/armyanskaya-aes-metsamorskaya/statements> [dostęp: 10.01.2016].
- Армянская АЭС будет эксплуатироваться еще 10 лет, согласно новому договору Москвы и Еревана*, 20 grudnia 2014 r., <http://www.alaniatv.com/armyanskaya-ajes-budet-jekspluatirovatjsya-ewe-10-let-soglasno-novomu-dogovoru-moskvjy-i-erevana.html> [dostęp: 10.01.2016].
- Армянскую АЭС подготовят к реконструкции к весне 2017 года* РИА Новости, 18 lutego 2015 r., http://ria.ru/atomtec_news/20150218/1048353487.html [dostęp: 10.01.2016].
- Armenia exports to Russia*, TRADING ECONOMICS, <https://tradingeconomics.com/armenia/exports/russia> [dostęp: 03.07.2020].

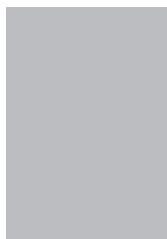
- Armenia now has 2 wind turbines*, NEWS.am Good Morning, World!, <https://news.am/eng/news/310969.html> [dostęp: 14.01.2020].
- Armenian Regulators Approve Transfer of Hrazdan Power Plant to Inter Rao*, 100 YERAS ARMENIAN GENOCIDE, <http://www.armeniandiaspora.com/showthread.php?255460-Armenian-Regulators-Approve-Transfer-Of-Hrazdan-Power-Plant-To-Inter.> [dostęp: 10.01.2018].
- Armenia to build 100 wind turbines*, reve, <https://www.evwind.es/2017/04/29/armenia-to-build-100-wind-turbines/59625> [dostęp: 14.01.2020].
- Armenia to use budget funds to complete upgrade of Metsamor nuclear plant*, Nuclear Engineering International (16.06.2020), Nuclear Engineering International, <https://www.neimagazine.com/news/newsarmenia-to-use-budget-funds-to-complete-upgrade-of-metsamor-nuclear-plant-7974052> [dostęp: 01.09.2020].
- ArmRusgasprom Becomes Gazprom Armenia*, <http://armenpress.am/eng/news/746561/> [dostęp: 10.01.2016].
- Azerbaijan Energy Regulatory (Agency)*, https://www.ceer.eu/documents/104400/6292928/Azerbaijan_Security+of+supply.pdf/1afae73-799f-f63f-ad8d-942f25af9ac6?version=1.0&download=true [dostęp: 27.07.2019].
- Azerbaijan Increases Production, Export of Electricity*, AZERNEWS, https://www.azernews.az/oil_and_gas/143543.html [dostęp: 27.07.2019].
- Azerbaijan produces 18.8 m tons of oil and 12 bn cm of natural gas in 2019*, NeftegazRU.com, <https://neftgaz.ru/en/news/energy/475700-azerbaijan-produces-18-8-m-tons-of-oil-and-12-bn-cm-of-natural-gas-in-2019/> [dostęp: 20.07.2019].
- Azerbaijan Reveals Volume of Oil Output during Entire Production Period*, AZERNEWS, https://www.azernews.az/oil_and_gas/132790.html [dostęp: 26.05.2020].
- Azerbaijan's Electric Power Industry Is Ready for Reforms*, EU NEIGHBOURS east, <https://www.euneighbours.eu/en/east/eu-in-action/stories/azerbajians-electric-power-industry-ready-reforms> [dostęp: 10.08.2019].
- Бадалян Н., Правительство Армении укрепляет монополию российского газового гиганта на армянском рынке, https://finport.am/full_news.php?id=32759&lang=2 [dostęp: 31.12.2020].
- Солнечная Энергетика*, <http://www.minenergy.am/ru/page/416> [dostęp: 14.11.2020].
- Consumption of Electricity*, ASIS Azerbaijanin Statistik Informasiya Xidmati, <https://www.azstat.org/portal/tblInfo/TblInfoList.do#> [dostęp: 15.07.2019].
- Crude Oil Price in the 2016 State Budget Will Decline by 45,0%*, CESD Center for Economic & Social Development, <http://cesd.az/new/?p=9418> [dostęp: 31.12.2020].
- Economics of Nuclear Power*, World Nuclear Association, <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx> [dostęp: 01.09.2020].
- Electricity and Heat Productoin Expences of Energy Products*, https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/002_53-55en.xls [dostęp: 04.08.2019].
- ЭТРОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ*, <http://www.minenergy.am/ru/page/545> [dostęp: 14.11.2020].
- Gerden E., *Azerbaijan's \$25m Wind Expansion*, WINDPOWER MONTHLY, <https://www.windpowermonthly.com/article/1455374/azerbajians-25m-wind-expansion> [dostęp: 31.12.2020].

- Главы пяти государств подписали Конвенцию о правовом статусе Каспия, <https://rus.azattyq.org/a/kazakhstan-aktau-sammit-prikaspiyskikh-gosudarstv/29428483.html> [dostęp: 08.09.2020].
- AzerEnerji, <http://azerenerji.gov.az/index/page/13?lang=en#goychayses> [dostęp: 10.08.2019].
- <https://autotraveler.ru/azerbaijan/#.XNYTgI4zaM8> [dostęp: 7.05.2019].
- https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=00000000000000000000-000000000fvu&c=001&ct=0&tl_id=2-A&vs=INTL.2-12-AZE-BKWH.A&cy=2016&vo=0&v=H&start=1980&end=2017 [dostęp: 03.08.2019].
- Ibrahimzade M., *Georgia to Increase Import of Azerbaijani Gas*, AZERNEWS, https://www.azernews.az/oil_and_gas/147181.html [dostęp: 14.05.2019].
- Ibrahimzade M., *Georgia to Increase Import of Azerbaijani Gas*, AZERNEWS https://www.azernews.az/oil_and_gas/147181.html [dostęp: 14.05.2019].
- Ingram E., *Azerbaijan: A Significant Focus on Small Hydropower*, HYDRO REVIEW, <https://www.hydroworld.com/articles/2017/08/azerbaijan-a-significant-focus-on-small-hydropower.html> [dostęp: 04.08.2019].
- Iran and Armenia looking for new investor for Meghri hydropower plant construction*, http://arka.am/en/news/technology/iran_and_armenia_looking_for_new_investor_for_meghri_hydropower_plant_construction/ [dostęp: 10.07.2020].
- Iran building power stations in Karabakh – outrage on Azerbaijani social media, Baku says project carried out with its consent*, JAM news, <https://jam-news.net/azerbaijan-outrages-iran-builds-in-karabakh/?fbclid=IwAR3uoLumkCMsYkThQXK0dke1iu51ol5tTvK0xfj1xo8ar0Y5HaKZNAqZ6IQ> [dostęp: 31.12.2020].
- История казахстанской нефтяной отрасли*, <http://www.neftegaz.kz/analitik-articles/istoriya-kazaxstanskoj-neftyanoj-otrasli.html> [dostęp: 20.07.2018].
- Israfilbayova S., *Azerbaijan Reduces Oil, Natural Gas Production*, AZERNEWS, https://www.azernews.az/oil_and_gas/125939.html [dostęp: 28.06.2018].
- Kitchin R., Boyle M., *Diaspora Strategies in Transition States: Prospects and Opportunities for Armenia*, http://www.kitchin.org/wp-content/uploads/2019/04/Armenia_report_2011.pdf [dostęp: 31.12.2020].
- Контракт, которого ждали, “Бакинский рабочий”, 23 września 1994, s. 1.
- Mammadova N., *Mingachevir TPP Reconstruction Is in Full Swing*, AZERNEWS, https://www.azernews.az/oil_and_gas/143663.html [dostęp: 28.07.2019].
- Markowski R., *CNG Begins in Azerbaijan*, <https://gazeo.com/up-to-date/news/2015/CNG-begins-in-Azerbaijan,news,8757.html> [dostęp: 07.05.2019].
- Мовсес Варданян: ААЭС заработает на полную мощность к концу 2018 года*, <https://ria.ru/20180515/1520545625.html> [dostęp: 31.12.2020].
- Modernization of Hrazdan Thermal Power Plant Unit No.5 with Installation of Gas Turbine Unit(S) in Armenia*, <https://www.devex.com/projects/tenders/modernization-of-hrazdan-thermal-power-plant-unit-no-5-with-installation-of-gas-turbine-unit-s-in-armenia/8304> [dostęp: 10.01.2018].
- Morrison T., *Georgia to See Increased Electricity Tariffs From 2018*, “Georgia Today”, 28 December 2018, <http://georgiatoday.ge/news/8668/Georgia-to-See-Increased-Electricity-Tariffs-From-2018> [dostęp: 31.12.2020].
- New Tariffs for Electricity to Take Effect in Azerbaijan July 15*, <https://en.trend.az/business/economy/2557662.html> [dostęp: 26.05.2019].

- No Decrease in Price for Gas and New Monopolies for "Gazprom Armenia"*, Lragir, <http://www.lragir.am/index/eng/0/country/view/34552#sthash.rSuNtL6o.dpuf> [dostęp: 10.01.2016].
- Orujova N., *Two Solid Waste Plants Launched in Azerbaijan*, AZERNEWS, <https://www.azernews.az/nation/47717.html> [dostęp: 31.12.2020].
- Plant Power*, https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/005_3en.xls [dostęp: 31.12.2020].
- Подземное хранение газа*, <https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/>, [dostęp: 09.07.2020].
- Power generation*, <https://www.gazprom.com/about/production/energetics/> [dostęp: 7.07.2020].
- Powers Generation*, https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/en/005_4en.xls [dostęp: 31.12.2020].
- PSRC Approves Sale of Hrazdan Power Plant*, <http://www.panarmenian.net/eng/news/198678/> [dostęp: 10.01.2018].
- Russia extends fuel supply to Armenian plant*, <https://world-nuclear-news.org/Articles/Russia-extends-fuel-supply-to-Armenian-plant> [dostęp: 09.07.2020].
- Salpukas A., *Huge-Scale Caspian Oil Deal Signed, Azerbaijan*, "The New York Times", 21 September 1994.
- Schlissel D., Biewald B., *Nuclear Power Plant Construction Costs*, Cambridge 2008, s. 3. https://www.synapse-energy.com/sites/default/files/SynapsePaper.2008-07.0.Nuclear-Plant-Construction-Costs.A0022_0.pdf [dostęp: 01.09.2020].
- Shah Deniz Celebrates 100 bcm of Total Gas Production*, <http://caspiabarrel.org/en/2019/01/shah-deniz-celebrates-100-bcm-of-total-gas-production/> [dostęp: 27.07.2019].
- SOCAR Fulfilled Georgia's Gasification Obligations*, "Azernews", 5 April 2013.
- Georgia to Rely More on Gas from Azerbaijan, Refusing Purchase of Russian Gas*, AGENDA. GE, <http://agenda.ge/en/news/2018/17> [dostęp: 14.10.2018].
- SOCAR Opens Second CNG Station in Baku, Azerbaijan*, NGV Global News, News for the Natural Gas for Transportation Industry, <https://www.ngvglobal.com/blog/socar-opens-second-cng-station-in-baku-azerbaijan-0825> [dostęp: 07.05.2019].
- Социально-экономическое положение НКР в январе-сентябре 2015 года*, <http://stat-nkr.am/ru/component/content/article/572-----2015-> [dostęp: 10.01.2016].
- Southerland D., *Companies Offer Azerbaijan Oil Compromise; Consortium Decides On Two Export Pipeline Routes to Satisfy Russian, Turkish Ambitions*, „The Washington Post”, of 10 October 1995, s. 16.
- Supply and Consumption of Oil and Oil Products, 2016*, http://geostat.ge/?action=page&&p_id=2606&lang=eng [dostęp: 05.12.2018].
- Supply and Consumption of Coal, 2016*, http://geostat.ge/?action=page&&p_id=2606&lang=eng [dostęp: 17.10.2018].
- Vashadze G., *The Gasification Process in Villages Has Been Suspended throughout the Whole of Georgia*, <http://factcheck.ge/en/article/the-gasification-process-in-villages-has-been-suspended-throughout-the-whole-of/> [dostęp: 11.10.2018].
- Wizyta Prezydenta Polski w Azerbejdżanie 30–31 marca 2007 r.*, <http://www.polonia-baku.org/pl/akt.phtml?kacz> [dostęp: 20.07.2019].
- Худаферинский треугольник*, <http://www.contact.az/ext/news/2020/5/free/analytics/ru/124126.html> [dostęp: 09.09.2020].

Худаферинская ГЭС: Секретная плотина на Араксе – РусГидро, <http://www.aniarc.am/2017/08/29/khudaferin-reservoir-rusgidro/> [доступ: 31.12.2020].

Yerevan Combined-Cycle Thermal Power Plant, Armenia, <http://www.power-technology.com/projects/yerevancombinedcylce/> [доступ: 10.01.2018].



SŁOWNIK

BP – British Petroleum

CAC – Central Asia Center – system gazociągów

HFO – Heavy Fuel Oil

LFO – Light Fuel Oil

MTPA – Million Tonnes per Annum

NGPP – Natural Gas Power Plant

NYMEX – New York Mercantile Exchange

REBCO – Russian Export Blend Crude Oil

tce – tona ekwiwalentna węgla

UE – Unia Europejska

INDEKS GEOGRAFICZNY

A

- Abchazja 5, 9, 93, 94, 104, 219, 220, 223,
236, 238, 253
- Abowian 75, 227
- Achalciche 97, 165
- Achurian 64
- Adżaria 96, 97, 100, 104
- Afryka 26, 37, 43, 45, 51
- Afryka Północna 26
- Agdam 83
- Agstafa 64, 83
- Aktau 88, 246
- Alawerdi 67
- Algieria 26, 41
- Ambrolauri 105
- Ameryka Południowa 27, 37
- Ameryka Północna 24, 27, 45
- Ameryka Środkowa 37
- Amsterdam 45, 51
- Anaklia 106
- Angola 47
- Antwerpia 45, 51
- Aparan 65
- Arabia Saudyjska 26, 29, 37, 42, 43
- Araks 64, 82, 124, 237, 238
- Aram 153
- Armenia (Republika Armenii) 5, 6, 8, 9,
11, 12, 33, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65,
66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75,
76, 77, 81, 82, 87, 88, 89, 92, 95, 99,
104, 106, 107, 113, 114, 116, 117,
118, 119, 120, 121, 122, 123, 124,
125, 126, 132, 139, 154, 157, 159,
160, 170, 171, 181, 182, 184, 185,
186, 191, 194, 215, 216, 218, 219,
220, 221, 222, 223, 224, 225, 226,
227, 228, 229, 230, 231, 232, 234,
235, 237, 238, 239, 240, 241, 242,
243, 244, 249, 251, 252, 253, 254,
255, 257, 258, 259, 260, 261
- Armeńska Socjalistyczna Republika
Radziecka (ArSRR) 67, 68
- Arpa 64
- Ashagy Askipara 220
- Astara 150
- Aszcock 61
- Australia 23, 27, 41, 45, 100
- Autonomiczna Republika Nachiczewańska
76, 83, 92
- Azerbejdżan (Republika Azerbejdżanu) 5,
6, 7, 8, 9, 11, 12, 33, 52, 59, 75, 77,
78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 87, 88,
89, 90, 91, 92, 93, 95, 99, 102, 104,
105, 106, 107, 109, 110, 127, 128,
129, 130, 131, 132, 133, 134, 135,
136, 138, 139, 140, 141, 142, 143,
145, 146, 147, 148, 149, 150, 151,
152, 153, 154, 155, 156, 157, 159,
160, 165, 170, 171, 174, 181, 182,
185, 187, 188, 189, 190, 191, 193,
194, 215, 216, 218, 219, 220, 221,

223, 224, 229, 232, 233, 234, 235,
236, 237, 238, 239, 240, 241, 244,
245, 246, 247, 248, 249, 250, 251,
252, 253, 255, 256
Azja 6, 26, 37, 39, 48, 51, 147, 174
Azja Centralna 6, 39
Azja Południowo-Wschodnia 48
Azja Wschodnia 26
Azja Zachodnia 147

B

Bahrajn 133
Baku 51, 55, 77, 78, 79, 80, 81, 83, 88, 89,
90, 91, 104, 107, 108, 109, 127, 132,
137, 138, 142, 150, 155, 156, 238,
253, 259
Balaken 83, 154
Batumi 89, 104, 105, 106, 108, 109, 110
bcm (miliard m³) 41, 146, 148
Białoruś 133
Bilew 153
Bliski Wschód 6, 26, 30, 37, 50, 127, 147,
174
Bosfor 189
Brazylia 42, 43

C

Cesarstwo Rosyjskie (Imperium Rosyjskie)
67, 82, 89, 101
Ceyhan 51, 89, 109, 142, 247
Chiny (Chińska Republika Ludowa, ChRL)
15, 23, 25, 40, 41, 42, 43, 45, 54
Chudaferin 238
Cushing 36, 47
Czeczenia 90

D

Dagestan 90
Daleki Wschód 57
Daszkasan 81
Davos 90
Debed 64
Dolina Kolchidzka 100

Dubai 48
Dzabrail 238
Dzoraget 64, 253, 259
Dżadżurr 65
Dżawachetia 100

E

Edirne 92
Ekofisk 47
Erywań 60, 61, 66, 73, 104, 220, 221, 227,
231, 240
Erzurum 55, 91, 92
Europa 6, 19, 27, 45, 51, 53, 54, 55, 57, 72,
77, 80, 87, 140, 146, 147, 174
Europa Środkowa 54

F

Fateh 51
Fizuli 153, 237
Forties 47
Francja 40, 41, 42, 43

G

Gagra 100
Galmaz 146
Gandża 88
Garabagh (Karabach) 5, 9, 59, 60, 68, 76,
77, 116, 146, 187, 218, 219, 220, 221,
223, 236, 237, 238, 253
Gardabani 167
Gegharkunik 62, 126
Georgia 68, 75, 91, 93, 94, 95, 96, 97, 98,
99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106,
107, 109, 110, 112, 157, 158, 159,
160, 161, 163, 165, 167, 228, 257,
258, 259, 260, 261, 262
Getik 62
Giumri-Szirach 73
Gobustan 78
Gojćaj 153
Gojgol 81
Goris 65, 74
Góry Meschedzkie 96

Groningen 54

Grozny 90

Gruzja (Republika Gruzji) 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 33, 74, 75, 77, 87, 89, 90, 91, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 132, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 170, 171, 181, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191, 193, 194, 215, 216, 218, 219, 220, 222, 223, 224, 225, 228, 229, 232, 234, 235, 236, 238, 239, 240, 241, 246, 247, 248, 249, 251, 252, 253, 254, 255, 256

Guria 101

Gusar 154

H

Haczmaz 150

Hiszpania 40, 41, 42

Houston 36, 55

Hrazdan 64, 114, 118, 120, 123, 227, 259

Hulaylah 51

I

Imeretia 96, 97, 101

Imperium Osmańskie 218

Indie 23, 25, 40, 42, 43, 45

Indochiny 45

Indonezja 23, 41, 45

Inguri 6, 168, 236, 238, 249, 253

Ipsali 92

Irak 29, 32, 37

Iran (Islamska Republika Iranu) 7, 24, 25, 26, 29, 32, 33, 37, 39, 40, 70, 74, 75, 78, 88, 89, 92, 93, 109, 120, 126, 174, 185, 186, 193, 216, 217, 221, 223, 224, 225, 226, 230, 238, 240

Istambuł 51

J

Janub 150

Japonia 25, 27, 40, 41, 42, 43, 158

Jenikend 153

Jewłach 83

K

Kachetia 97, 101

Kajaran (Kadžaran) 74

Kakhaber Vake 100

Kanada 29, 35, 37, 41

Kapan 74

Karaczach 65

Katar 24, 25, 26, 133

Kaukaz 1, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 15, 59, 67, 78, 79, 81, 82, 87, 97, 100, 106, 131, 146, 157, 169, 170, 180, 181, 184, 187, 190, 193, 208, 216, 217, 218, 220, 221, 222, 223, 227, 228, 230, 232, 236, 238, 239, 241, 247, 249, 251, 252, 253, 255, 256

Kaukaz Południowy 1, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 59, 67, 82, 169, 170, 180, 181, 190, 193, 208, 216, 217, 218, 220, 221, 222, 223, 227, 228, 230, 232, 238, 239, 241, 249, 251, 252, 253, 255, 256

Kazachstan 39, 55, 78, 88, 109, 186, 187, 188, 189, 234, 246, 247

Kazi Magomed 92

Kerki 77, 220

Keystone 36, 47

Khizi 78

Korea Południowa 23, 25, 27, 40, 41, 42

Kulewi (Kulevi) 106, 109, 110, 247

Kura 64, 83

Kurovdag 146

Kursanga 146

Kutaisi 105

Kuwejt 29

L

Lenkoran 88

Libia 29

Lori Berd 124

Los Angeles 36

M

Machaczkała 92
Malezja 41
Mccheta 100
Mecamor 122, 185
Meghri 65, 74, 124, 224
Megrelia-Górna Swanetia 101
Meksyk 40, 41, 42
Mesti 105
Mingeczaur 150, 153
Mishovdag 146
Morze Czarne 89, 90, 96, 97, 98, 104, 189
Morze Kaspijskie 64, 79, 80, 81, 83, 88, 89,
90, 97, 98, 109, 147, 174, 188, 190,
246, 248, 256
Morze Północne 47, 48
Moskwa 240
Mozdok 92

N

Nachiczewan 82, 88, 92, 93, 150, 155, 156,
221, 252
Nagorno-Karabachski Obwód Autonomic-
zny (NKAO) 219
Niemcy 40, 41, 42, 43, 174
Nigeria 41
Nizina Lenkorańska 79
Norwegia 33, 41
Nowa Zelandia 27
Noworosyjsk 90
Nowy Orlean 36, 48

O

Oceania 37
Ocean Spokojny (Pacyfik) 26
Oguz 78, 81
Oklahoma 36, 47
Ordubad 153
Oseberg 47

P

Pambak 64
Parawani 96

Persja 82
Płaskowyż Jorski 100
Płock 49
Polska 13, 30, 33, 39, 53, 80, 147, 229
Poti 100, 104, 106, 109, 110
Półwysep Anatolijski 92, 147
Półwysep Apszeroński (Apszeron) 78, 79,
80
Przełęcz Karachach 126
Przełęcz Sotk 65, 126
Puszkin 65

Q

Qakh 81

R

rejon Wołżańsko-Urański 139
Republika Abchazji 5, 9, 93, 220
Republika Górskiego Karabachu (RGK) 5,
9, 59, 60, 77, 116, 218, 219, 220, 223,
236, 237, 238, 253
Republika Osetii Południowej 5, 93, 94,
220, 236
Republika Południowej Afryki (RPA) 45
Richards Bay 45
Rosja (Federacja Rosyjska) 7, 23, 24, 25,
29, 33, 35, 37, 39, 40, 41, 55, 60, 67,
70, 74, 75, 82, 88, 92, 94, 101, 102,
103, 105, 107, 108, 120, 157, 174,
185, 186, 187, 189, 216, 217, 218,
219, 221, 223, 224, 226, 227, 228,
229, 230, 231, 240, 247, 251, 252
Rotterdam 45, 51
Równina Araracka 61
Rustawi 100

S

Saknakshiri 167
Samtredia 104
Sarsangska 237
Sevano-Hrazdańska kaskada 253, 259
Sewan 65, 123
Sewański Park Narodowy 65

Shaori 97, 165
Singapur 51
Sisian 65
Sjunik 74
Sotk 65, 126
Stany Zjednoczone (USA) 9, 13, 23, 25, 29,
32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41,
42, 46, 47, 158, 186, 187, 230, 240,
242
Stary Kontynent 51
Stepanakert 83, 237
Sumgait 150
Supsa 90, 91, 106, 110, 111, 112
Szachdag 150
Szamach 78
Szamkirćaj 153
Szamkir HPP 153
Szeki 150
Szimal 150
Sznoch 124
Szusza 237
Szyrwan 83, 150

T

Takhtakorpu 153
Tbilisi 51, 55, 89, 91, 94, 95, 96, 97, 100,
102, 104, 105, 109, 142, 157, 161,
163, 235, 240
Tebryz 74
Teksas 47
Telasi 112, 163
Telawi 104
Tkibuli 97, 165
Tkwarzeli 97, 165
Turcja 7, 40, 41, 42, 64, 75, 77, 89, 92, 102,
108, 109, 174, 181, 185, 187, 216,
217, 221, 223, 224, 225, 226, 247,
255
Turkmeniczaj 67
Turkmenistan 25, 39, 55, 109, 133, 186,
187, 188, 189, 190, 234, 246, 247

U

Ukraina 104, 133
Unia Europejska (UE) 9, 12, 13, 14, 15, 24,
46, 52, 53, 58, 59, 77, 86, 94, 104,
170, 174, 229
Ural 48
Uzbekistan 41, 55

W

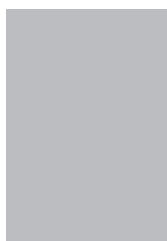
Wan 92
Warwara 153
Wenezuela 25, 29, 47, 173
Wielka Brytania 40, 41, 42, 43
Wielki Kaukaz 79
Włochy 40, 41, 42
Wołga 48
Worotan 64

Y

Yukhary Askipara 77, 220

Z

Zachodnia Syberia 48
Zagłębie Zachodniosyberyjskie 139
Zakaukaska Republika Federacyjna 67
Zakaukazie 147
Zangilan 237
Zatoka Aleksandretty 89
Zatoka Meksykańska 36, 47, 48
Zatoka Perska 48
Zbiornik Żinwalski 100
Zjednoczone Emiraty Arabskie (ZEA) 26,
29, 51
Zwartnoc 73
Związek Socjalistycznych Republik
Radzieckich (ZSRR) 53, 54, 67, 68,
73, 94, 102, 105, 106, 107, 108, 133,
139, 146, 218, 221, 239, 253



INDEKS NAZW WŁASNYCH

A

Amoco Corp. 140
Amsterdam–Rotterdam–Antwerpia (ARA) 45
Arac 126
Ar Energy 126
Asian Development Bank 145
Azerbaijan International Operating Company (AIOC) 139, 140, 141, 147, 253, 259
Azerbejdżański Instytut Nafty i Chemii 253
Azeri 79, 139, 141, 144, 145, 147
Azeri–Chirag–Gunashli (ACG) 79, 141, 142, 147
Azərbaycan Respublikası Tarif Şurası (Azerbejdżańska Rada ds. Taryf) 137

B

Baku–Batumi 108
Baku–Grozny 90
Baku–Noworosyjsk 90
Baku–Tbilisi–Ceyhan (BTC) 51, 89, 90, 91, 107, 108, 109, 110, 142, 148, 190, 234, 247, 252, 254, 258, 260
Baku–Tbilisi–Erzurum (Gazociąg Południowokaukaski, BTE) 55, 91, 92, 107, 108, 147, 190, 234, 247, 252, 254, 258, 260

Batumi Oil Terminal (BOT) 110
Batumi–Tbilisi–Baku 104
Bonny Light 48
Brent 47, 48, 49
British Petroleum (BP) 9, 19, 20, 22, 23, 25, 26, 27, 29, 37, 40, 43, 44, 46, 52, 60, 80, 89, 90, 91, 110, 127, 133, 140, 148, 189, 190, 232, 247, 248
Broom 47
Bulla–Deniz 146

C

Catenary Anchor Leg Mooring 111
Central Asia Center (CAC) 55
Chirag-1 142
Cjunik 1 237
Cjunik 2 237
Cjunik 3 237
Constructions Industrielles de la Meditteranee S.A. 155

D

Delta Hess 140
Delta Nimir 140
Den Norske Stats Oljeselkap AS 140
Devon Energy 140

E

EJ Mecamor 185
Electric Networks of Armenia (JSC) 76, 109

Electro Power Systems Operator 76
Energopro Georgia 163
Energy Administration Information
(Departament Energetyki Stanów
Zjednoczonych, EIA) 9, 29, 34, 35,
37, 38, 40, 43, 60, 64, 114, 115, 116,
117, 118, 119, 121, 122, 123, 125,
131, 135, 141, 142, 143, 144, 158

Equinor 232, 245

Etive 47

Europejska Organizacja Portów Morskich
(The European Sea Ports Organiza-
tion, ESPO) 48

Eurostat 9

Exxon 140

F

Fundacja na Rzecz Czystej Energii 13

Fundusz Naftowy 145, 146

G

Gazociąg Transadriatycki 92

Gazociąg Transanatolijski (Trans Anato-
lian Natural Gas Pipeline Project,
TANAP) 91, 92, 108, 160

Gazociąg Transkaspijski 187, 188, 189,
193, 248

Gazprom 9, 33, 54, 74, 75, 106, 107, 120,
122, 185, 227, 247, 252, 253, 258,
259

Georgian Oil and Gas Corporation 108,
109

Girassol 47

Grozny–Noworosyjsk 90

Gruzini 94

H

High-Voltage Network 76

Hrazdan (HTPP) 64, 114, 118, 120, 123,
227, 259

I

INPEX 140

Instytut Gospodarki Surowcami Miner-
alnymi i Energią PAN 13

International Energy Agency
(Międzynarodowa Agencja Ener-
getyczna, IEA) 9, 23

International Monetary Fund
(Międzynarodowy Fundusz Walu-
towy, IMF) 9, 61, 95

J

Jamał–Europa (gazociąg jamalski) 55

Japan Customs-cleared Crude (JCC) 57

K

Kakheti Energy Distribution 112

Kaskada Sewan–Hrazdan 123

Kaspijsko-Czarnomorska Kompania
Rurociągową 108

Kazi Magomed–Machaczkała–Mozdok 92

Kolej Armeńska 71

Kolej Południowo-Kaukaska (KPk) 71,
72, 73

Komisja Europejska (KE) 9, 147

Komitet Statystyczny Republiki
Azerbejdżanu 128

Korpus Strażników Rewolucji 238

L

Lori-1 126

Lotos S.A. 49

Louisiana Light Sweet (LLS) 48

Low Sweet Mix 47

Ł

Łukoil 9, 91, 140, 232

M

Madagis 1 237

Madagis 2 237

Magistrala Północnokaukaska / Transkau-
kaska (PKTK) 75

Marey 47

McDermott International Inc. 140

Mercedes 87, 158
Metdamor (MNPP) 121, 122, 227, 231,
241, 242, 243, 244, 253, 254, 259,
260

Mexican Maya Crude 48
Ministerstwo Diaspory 186

N

Nabucco 147
Ness 47
New Mexican Sweet 47
New York Mercantile Exchange (NYMEX)
48
NICO 91
North Texas Sweet 47
NPP Metsamor 121, 122, 253, 254, 259

O

Oklahoma Sweet 47
Organizacja Krajów Eksportujących Ropę
Naftową (OPEC) 30, 31
Organizacja Współpracy Gospodarczej i
Rozwoju (OECD) 9, 10
Ormianie 238
Osetyjczycy 219

P

Pennzoil Co. 140
Petronas 91
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo
(PGNiG) 39, 54
Przyjaźń 49

R

Ramco 140
Rannoch 47
Rusatom 243
Russian Export Blend Crude Oil (REBCO)
48

S

Sangachal–Divanni–Deniz–Khara–Zira
146

SGC Midstream 91
SGG (SOCAR Georgia Gas) 159, 160
Shafag–Asiman 80
Shah Deniz 80, 147, 148, 160
Shell 232
SOCAR Georgia Gas (SGG) 159, 160
South Texas Sweet 47
Statoil 140

T

Takhtakorpu 153
Tapis Crude 48
Tbilisi–Erywań 104
Tbilisi–Samtredia–Poti 104
Tbilisi–Telawi 104
The State Oil Company of Azerbaijan
Republic (SOCAR) 9, 52, 80, 90,
91, 107, 110, 132, 140, 143, 157, 159,
160, 164, 189, 190, 193, 232, 233,
234, 240, 245, 246, 247, 248, 253,
255, 259, 260, 261
Tkibuli–Shaori 97, 165
Transneft 90
Treaty of Moscow (traktat moskiewski)
221
TRGE 1 237
TRGE 2 237
TRGE 3 237
Turkish Petroleum Co. 140
Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
(TPAO) 91, 140

U

Unia Europejska (UE) 9, 12, 13, 14, 15, 24,
46, 52, 53, 58, 59, 77, 86, 94, 104,
170, 174, 229
Unocal Corp. 140
Urząd Regulacji Energii 170

W

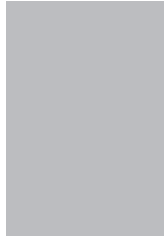
West-East Gas Pipeline 54
Western Canadian Select Crude 48
Western Route Export Pipeline (Baku–
Supsa, WREP) 90, 91

West Texas Intermediate (WTI) 38, 47, 48

World Bank (Bank Światowy, WB) 61, 68,
72, 77, 95, 102, 103, 104

Z

ZOD Wind 126



INDEKS SKRÓTÓW

A

ACG (Azeri-Chirag-Gunashli) 79, 141, 142, 147
AIOC (Azerbaijan International Operating Company) 139, 140, 141, 147, 253, 259
AMD (dram armeński) 61, 124
ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia) 45, 46
AZN (manat azerbejdżański) 132, 137

B

bbl (baryłka ropy naftowej) 20, 29, 33, 37, 47, 48, 79, 90, 91, 108, 110, 112, 115, 127, 138, 141, 142, 144, 145, 146, 157, 164
bcm (miliard m³) 41, 146, 148
BOT (Batumi Oil Terminal) 110
BP (British Petroleum) 9, 19, 20, 22, 23, 25, 26, 27, 29, 37, 40, 43, 44, 46, 52, 60, 80, 89, 90, 91, 110, 127, 133, 140, 148, 189, 190, 232, 247, 248
Brent (Broom, Rannoch, Erive, Ness, Taret) 47, 48, 49
BTC (Baku-Tbilisi-Ceyhan) 51, 89, 90, 91, 107, 108, 109, 110, 142, 148, 190, 234, 247, 252, 254, 258, 260

C

CAC (Central Asia Center) 55

CFR (Cost and Freight – koszt i fracht) 46
CIF (Costs, Insurance and Freight – koszt, ubezpieczenie i fracht) 46, 51
CNG (compressed natural gas – sprężony gaz ziemny) 70, 116, 132, 133, 157, 159, 185, 235, 237, 244

D

DES (Delivered Ex Ship – dostarczone na statku) 46
DWT (deadweight tonnage) 110, 112

E

EIA (Energy Administration Information) 9, 29, 34, 35, 37, 38, 40, 43, 60, 64, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 121, 122, 123, 125, 131, 135, 141, 142, 143, 144, 158
ESPO (The European Sea Ports Organization – Europejska Organizacja Portów Morskich) 48
EUR (euro) 61, 109

F

FAS (Free at Shipside) 46
FOB (Free on Board) 46, 51

G

GEL (Lari gruziński) 163,
GWh (gigawatogodzina) 99, 100, 101, 121, 136, 149, 167, 242

H

HFO (Heavy Fuel Oil) 54
HTPP (Hrazdan Thermal Power Plant)
227
h/y (godzin rocznie) 82, 96

I

IEA (International Energy Agency) 9, 23
IMF (Międzynarodowy Fundusz Walutowy
– International Monetary Fund) 9,
61, 95
Incoterms (International Commercial
Terms – Międzynarodowe Reguły
Handlu) 46

J

JCC (Japan Customs-cleared Crude) 57

K

KE (Komisja Europejska) 147
KPK (Kolej Południowo-Kaukaska) 71,
72, 73
kV (kilowolt) 75, 76, 93, 111, 112, 113, 168

L

LFO (Light Fuel Oil) 54
LLS (Louisiana Light Sweet) 48
LNG (Liquefied Natural Gas) 15, 24, 25,
39, 40, 55, 56, 57, 58, 109, 247, 248

M

MJ (megadżul) 82
MNPP (Metsamor Nuclear Power Plant)
227, 231, 241, 242, 243, 244
MPa (megapascal) 92
MTPA (Million Tonnes per Annum) 55
MW (megawat) 65, 66, 98, 124, 125, 126,
149, 150, 153, 154, 155, 156, 167,
168, 237, 241, 242

N

NGPP (Natural Gas Power Plant) 243, 244

NKAO (Nagorno-Karabachski Obwód
Autonomiczny) 219
NYMEX (New York Mercantile Exchange)
48
NZ (Narody Zjednoczone) 236, 251

O

OECD (Organizacja Współpracy Gospo-
darczej i Rozwoju) 9, 10
OPEC (Organizacja Krajów
Eksportujących Ropę Naftową) 30,
31
OZE (odnawialne źródła energii) 12, 13,
15, 19, 21, 57, 63, 79, 98, 99, 100,
152, 153, 154, 155, 156, 187, 189,
193, 199, 230, 235, 241, 242, 243,
244, 245, 246, 249, 250, 253, 254,
255, 256

P

PGNiG (Polskie Górnictwo Naftowe i
Gazownictwo) 39, 54
PKB (Produkt Krajowy Brutto) 67, 68, 69,
78, 83, 95, 102, 103, 145, 185, 187,
189
PKTK (Magistrala Transkaukaska /
Północnokaukaska) 75, 106, 108

R

REBCO (Russian Export Blend Crude Oil)
48
RGK (Republika Górskiego Karabachu)
236, 238

S

SGG (SOCAR Georgia Gas) 159, 160
SOCAR (The State Oil Company of Azer-
baijan Republic) 9, 52, 80, 90, 91,
107, 110, 132, 140, 143, 157, 159,
160, 164, 189, 190, 193, 232, 233,
234, 240, 245, 246, 247, 248, 253,
255, 259, 260, 261
SREP (Scaling Up Renewable Energy Pro-
gram) 242

T

TANAP (Trans Anatolian Gas Pipeline Project, Gazociąg Transanatolijski) 91, 92, 108, 160

tce (tona ekwiwalentna węgla) 46

TJ (teradžul) 128

toe (tona oleju ekwiwalentnego) 23, 46

TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı) 91, 140

TPP (elektrownie ciepłne) 149, 150

TWh (tetrawatogodzina) 124, 125, 149, 167

U

UE (Unia Europejska) 9, 12, 13, 46, 77, 86, 94, 104, 170, 229

USD (dolar amerykański) 22, 27, 30, 31, 46, 47, 48, 56, 61, 78, 95, 102, 103, 137, 138, 140, 145, 146, 224, 225, 226, 227, 242

W

WB (World Bank – Bank Światowy) 61

WITS (The World Integrated Trade Solution) 226

WNP (Wspólnota Niepodległych Państw) 232

WREP (Western Route Export Pipeline) 90, 91

WTI (West Texas Intermediate) 38, 47, 48

Y

YTPP (Yerevan Thermal Power Plant) 227