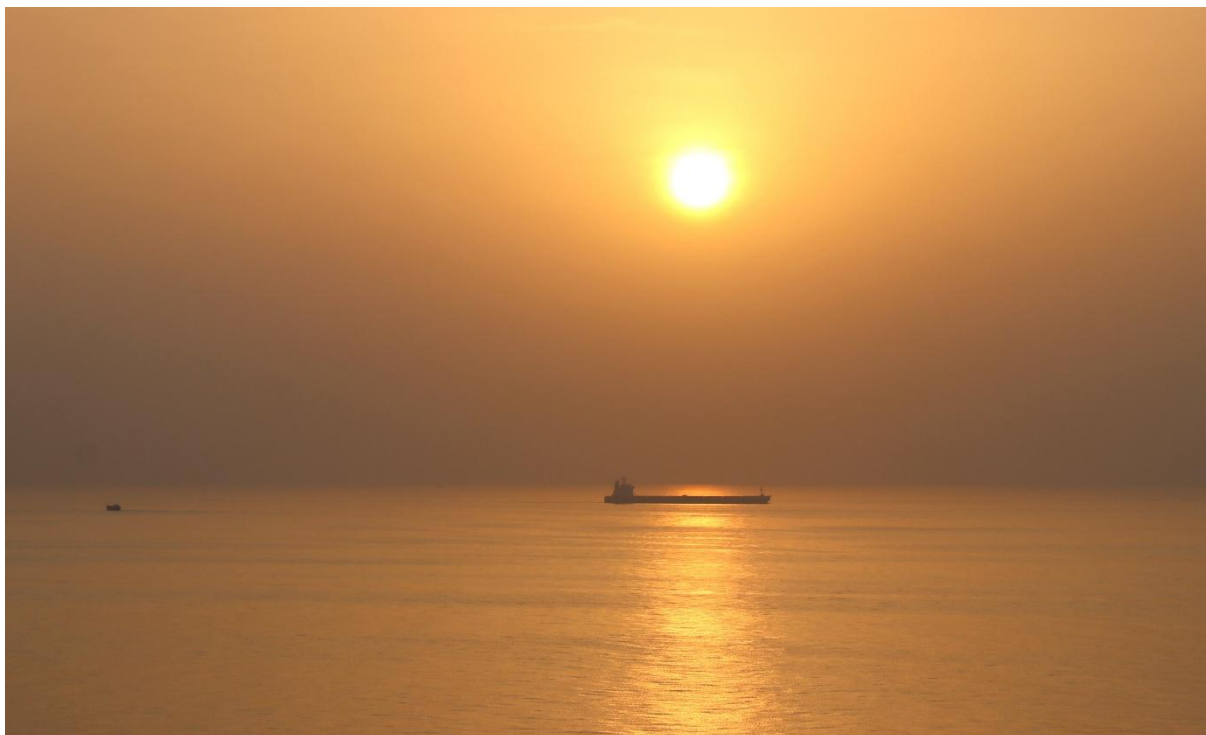


Iran, Ormuz i wojna o globalne przepływy energii



Streszczenie wykonawcze

Rozpoczęty z końcem lutego 2026 r. konflikt militarny w Iranie uruchomił kryzys energetyczny o charakterze strukturalnym, którego istota nie polega wyłącznie na wynikłym spadku wydobycia ropy lub gazu, lecz na destabilizacji systemu transportu i handlu węglowodorami. W centrum tego systemu znajduje się region Zatoki Perskiej oraz cieśnina Ormuz, przez którą transportowana jest około jedna piąta światowego handlu ropą drogą morską oraz znacząca część globalnych przepływów LNG. Oznacza to, że nawet częściowe ograniczenie żeglugi, wzrost kosztów ubezpieczenia statków lub zmiana tras transportowych może natychmiast wpływać na dostępność energii w skali globalnej. **W takich warunkach rynek reaguje nie tylko na realne straty produkcji, lecz także na zakłócenia logistyki eksportowej, czego jesteśmy obecnie świadkami.**

W obecnej fazie konfliktu (Stan na 6 marca 2026 r.) mechanizm destabilizacji działa przede wszystkim poprzez sektor transportu i finansowania handlu surowcami. Armatorzy, ubezpieczyciele oraz traderzy ograniczają aktywność w strefach wysokiego ryzyka, co powoduje spadek liczby dostępnych statków oraz wzrost kosztów frachtu. Równocześnie pojawia się efekt kumulacji ładunków w regionie Zatoki, ponieważ część tankowców i gazowców wstrzymała tranzyt przez cieśninę Ormuz. W rezultacie globalne rynki zaczynają reagować na opóźnienia w przepływach surowców, zanim jeszcze dojdzie do trwałego ograniczenia wydobycia.

Najbardziej wrażliwym segmentem okazuje się produkcja i globalny handel LNG.

Globalna podaż gazu skroplonego jest skoncentrowana w kilku regionach eksportowych, a znaczna część infrastruktury znajduje się w bezpośrednim sąsiedztwie obszarów objętych napięciem militarnym. Zakłócenie pracy katarskiego kompleksu Ras Laffan – największej i najważniejszej na świecie infrastruktury LNG – ogranicza dostępność gazu o wolumen przekraczający sto miliardów metrów sześciennych rocznie. W warunkach napiętego rynku oznacza to gwałtowne zwiększenie konkurencji pomiędzy importerami o dostępne ładunki. Europa, która po 2022 roku zastąpiła znaczną część rosyjskiego gazu importem LNG, musi w takiej sytuacji konkurować o dostawy z gospodarkami Azji Wschodniej. Ten mechanizm powoduje silne wzrosty cen gazu na europejskich hubach, nawet jeśli fizyczne dostawy do regionu nie uległy jeszcze ograniczeniu.

Konflikt wokół Iranu przyspiesza jednocześnie zmianę układu sił na globalnym rynku węglowodorów, którego głównym beneficjentem stają się Stany Zjednoczone. W ciągu ostatniej półtorej dekady Stany Zjednoczone przekształciły się z importera netto w największego na świecie producenta ropy i gazu oraz jednego z kluczowych eksporterów LNG. Ma to znaczenie strukturalne dla globalnych rynków energii, nie tylko w kontekście bieżących zakłóceń produkcji i eksportu w regionie Zatoki Perskiej, lecz również ryzyka ich przedłużenia lub cyklicznego powracania, które rynki stopniowo będą uwzględniać w cenach surowców energetycznych. W tej sytuacji rosnąć będzie znaczenie eksportu ropy i gazu z amerykańskich formacji łupkowych jako jednego z głównych potencjalnych źródeł dodatkowej podaży na rynku globalnym. Proces ten ma jednak charakter stopniowy, ponieważ sektor łupkowy reaguje na wzrost cen z opóźnieniem, a rozwój mocy eksportowych LNG wymaga znacznych nakładów czasu i kapitału.

Największe obciążenie gospodarcze w następstwie obecnych zakłóceń dostaw wynikających z blokady Ormuz dotyczy państw silnie uzależnionych od importu węglowodorów z Bliskiego Wschodu, oraz samych państw eksportujących. W szczególności dotyka to Chin, Japonii, Korei Południowej oraz Indii, które odpowiadają za większość popytu na ropę i LNG transportowane przez cieśninę Ormuz. W warunkach zakłóceń logistycznych państwa te zmuszone są konkurować o ograniczoną podaż surowców na rynku globalnym, co zwiększa koszty energii w ich gospodarkach.

Europa znajduje się w sytuacji pośredniej. Uśredniając, państwa unijne posiadają stosunkowo rozbudowaną infrastrukturę energetyczną, lecz jednocześnie pozostają dużym importerem ropy i gazu. Po ograniczeniu importu rosyjskich surowców znaczenie LNG w europejskim miksie energetycznym gwałtownie wzrosło, co zwiększa wrażliwość na napięcia w globalnym handlu gazem. W rezultacie kryzys wokół Iranu staje się jednocześnie testem odporności europejskiego modelu bezpieczeństwa energetycznego na etapie przejściowym w procesie dekarbonizacji i realizacji transformacji energetycznej.

Dla Polski bezpośrednie ryzyko przerwania dostaw energii pozostaje ograniczone dzięki dywersyfikacji infrastruktury importowej. Terminal naftowy w Gdańsku, gazociąg Baltic Pipe oraz terminal LNG w Świnoujściu umożliwiają import surowców z wielu kierunków. Nie eliminuje to jednak wpływu globalnych wahań cen energii. Szczególnie wrażliwy jest rynek paliw gotowych, przede wszystkim oleju napędowego, który odgrywa centralną rolę w funkcjonowaniu transportu i przemysłu.

Wzrost cen gazu na rynku europejskim przekłada się na koszty energii elektrycznej oraz produkcji przemysłowej, ponieważ w wielu godzinach to elektrownie gazowe wyznaczają cenę krańcową energii w systemie. Jednocześnie w części państw, w tym w Polsce, taryfy regulowane dla gospodarstw domowych działają jako krótkoterminowa poduszka stabilizująca ceny, przez co wzrost kosztów gazu jest początkowo amortyzowany w systemie regulacyjnym i finansach spółek energetycznych, a dopiero z opóźnieniem przenosi się na rachunki odbiorców.

W efekcie postępujący obecny kryzys należy interpretować jako wydarzenie redefiniujące globalne łańcuchy dostaw energii. W najbliższych latach jego konsekwencją może być dalszy wzrost znaczenia eksportu LNG ze Stanów Zjednoczonych, intensyfikacja konkurencji pomiędzy importerami surowców oraz zwiększona rola infrastruktury transportowej i logistycznej w kształtowaniu bezpieczeństwa energetycznego państw.

Spis treści

Streszczenie wykonawcze	1
I. Charakter kryzysu energetycznego wywołanego wojną w Iranie	5
1.1. Eskalacja wokół Iranu jako zdarzenie systemowe dla globalnych rynków energii	5
1.2. Ormuz jako punkt krytyczny globalnych przepływów energii	6
1.3. Mechanizm kryzysu: od ryzyka transportowego do wzrostu cen energii	9
II. Ropa naftowa: od zakłóceń transportu do realnego ograniczenia podaży	11
2.1. Zakłócenia eksportu i presja na producentów	11
2.2. Ograniczenia magazynowania i znaczenie zapasów strategicznych.....	13
2.3. Produkty naftowe i ograniczenia sektora rafineryjnego	15
III. LNG: możliwy katalizator kryzysu energetycznego	18
3.1. Globalny system LNG i jego podatność na zakłócenia w Zatoce Perskiej	18
3.2. Koncentracja infrastruktury i ryzyko materialnego spadku podaży gazu	19
3.3. Kaskadowy mechanizm transmisji kryzysu na rynku gazu na gospodarkę	20
IV. Skutki geoeconomiczne wojny w Iranie dla energetyki: przetarasowania między USA, Chinami i Europą, oraz konsekwencje prawno-kontraktowe	23
4.1. USA: rosnąca przewaga eksportowa.....	23
4.2. Azja: szachowanie gospodarcze przez ryzyko koncentracji	25
4.3. Europa: wojna w Iranie jako możliwy katalizator koniecznych zmian	27
V. Rzeczpospolita: skutki bezpośrednie i pośrednie, oraz wybory polityczne w krótkim, średnim i długim terminie	33
5.1. Ropa i paliwa: bezpieczeństwo dostaw versus bezpieczeństwo cen i logistyki	33
5.2. Gaz, energia i przemysł: skutki cenowe z rynku europejskiego	34
5.3. Priorytety działań państwa: krótkoterminowe stabilizowanie, średnioterminowa odporność, długoterminowa redukcja ekspozycji.....	35
Podsumowanie	38

I. Charakter kryzysu energetycznego wywołanego wojną w Iranie

1.1. Eskalacja wokół Iranu jako zdarzenie systemowe dla globalnych rynków energii

Eskalacja działań zbrojnych wokół Iranu, zapoczątkowana operacją militarną Stanów Zjednoczonych i Izraela 28 lutego 2026 r., szybko przekształciła się z regionalnego konfliktu w zdarzenie o globalnym znaczeniu dla rynków energii. Współczesna gospodarka światowa pozostaje w wysokim stopniu zależna od stabilnych przepływów ropy naftowej i gazu ziemnego, a Bliski Wschód – mimo postępującej globalnie dywersyfikacji źródeł energii – nadal odgrywa kluczową rolę w systemie dostaw tych surowców. Dlatego każdy konflikt zbrojny w regionie Zatoki Perskiej automatycznie wykracza poza wymiar lokalny i wpływa na globalne bezpieczeństwo dostaw węglowodorów.

W obecnym przypadku znaczenie eskalacji wynika z kilku czynników jednocześnie. Po pierwsze, konflikt dotyczy państwa położonego w bezpośrednim sąsiedztwie najważniejszych tras eksportu ropy i gazu na świecie. Po drugie, działania militarne obejmują nie tylko bezpośrednie uderzenia między stronami konfliktu, lecz także ryzyko – punktowo już się materializujące – rozszerzenia ataków na infrastrukturę energetyczną regionu oraz na statki handlowe transportujące surowce. Po trzecie, konflikt rozwija się w momencie, gdy światowa gospodarka pozostaje wrażliwa na wzrost kosztów energii po wcześniejszych wstrząsach geopolitycznych ostatnich lat.

Już w pierwszych dniach konfliktu pojawiły się zdarzenia, które potwierdziły systemowy charakter kryzysu. W regionie Zatoki doszło do uderzeń w elementy infrastruktury energetycznej oraz do działań prewencyjnych polegających na zamykaniu instalacji wydobywczych i przetwórczych w obawie przed kolejnymi atakami. W Izraelu wstrzymano produkcję na morskich złożach gazowych Leviathan i Karish [1]. W Arabii Saudyjskiej wstrzymano pracę części instalacji rafineryjnych po ataku dronowym na kompleks w Ras Tanura [2]. W Katarze po atakach na infrastrukturę w Ras Laffan zawieszono produkcję LNG, kluczowego dla rynku globalnego zakładu LNG [3].

Równocześnie doszło do gwałtownej reakcji rynku finansowego i energetycznego. Cena ropy Brent niemal natychmiast wzrosła o kilkanaście procent w stosunku do poziomu sprzed eskalacji [4], a europejski indeks cen gazu TTF [5] – który jest głównym punktem odniesienia dla cen gazu w Europie – wzrósł o ponad 70%.

Tak gwałtowna reakcja rynku wynika z faktu, że konflikt wokół Iranu nie dotyczy wyłącznie jednego producenta energii. Dotyka on całego systemu transportu surowców z regionu Zatoki Perskiej. Oznacza to, że rynek nie wycenia jedynie strat produkcyjnych faktycznych i potencjalnych, lecz także kaskadowe ryzyko zakłócenia globalnych przepływów surowców.

W tym sensie obecna eskalacja ma charakter systemowy. Jej konsekwencje nie ograniczają się do Iranu ani nawet do państw Zatoki Perskiej, ponieważ region ten jest jednym z centralnych punktów globalnej infrastruktury handlu energią. Ryzyko zakłóceń w tym obszarze wpływa więc nie tylko na fizyczne przepływy ropy i LNG, lecz także na ich wycenę w kontraktach, koszty finansowania transportu oraz decyzje zakupowe importerów na innych kontynentach. W efekcie napięcia w jednym węźle systemu energetycznego przenoszą się na ceny energii, koszty produkcji i logistykę międzynarodowych łańcuchów dostaw, oddziałując na inflację, strategie inwestycyjne przedsiębiorstw oraz stabilność makroekonomiczną wielu gospodarek.

1.2. Ormuz jako punkt krytyczny globalnych przepływów energii

Centralnym elementem obecnego kryzysu jest cieśnina Ormuz, wąski akwen łączący Zatokę Perską z Oceanem Indyjskim. Tędy transportowana jest zdecydowana większość eksportu ropy naftowej oraz skroplonego gazu ziemnego z państw regionu. Oznacza to, że stabilność żeglugi w tej przestrzeni ma znaczenie nie tylko dla producentów z Bliskiego Wschodu, lecz dla całej struktury globalnego handlu energią, ponieważ zakłócenia w jednym tak wąskim punkcie mogą wpływać na dostępność surowców, koszty transportu oraz ceny energii na wielu rynkach jednocześnie.

W uproszczeniu znaczenie cieśniny Ormuz w globalnym systemie energetycznym można zapamiętać jako zasadę „trzech razy dwadzieścia”: przez ten wąski akwen przepływa około 20 milionów baryłek ropy i produktów naftowych dziennie, co odpowiada mniej więcej 20% światowego handlu ropą oraz około 20% globalnego handlu skroplonym gazem ziemnym [6]. Skala tej koncentracji jest wyjątkowa, a w przypadku gazu ziemnego brak alternatywnych tras jest szczególnie istotny. Dla wielu producentów regionu Ormuz stanowi w istocie jedyną drogę eksportu surowców energetycznych. Dotyczy to przede wszystkim Iranu, Kataru, Kuwejtu oraz w dużym stopniu także Arabii Saudyjskiej, Iraku i Zjednoczonych Emiratów Arabskich.

Szczególnie silna jest zależność sektora LNG. Około 93% eksportu LNG Kataru oraz około 96% eksportu LNG Zjednoczonych Emiratów Arabskich musi przejść przez cieśninę Ormuz.

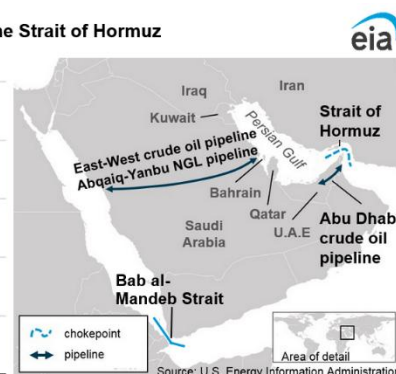
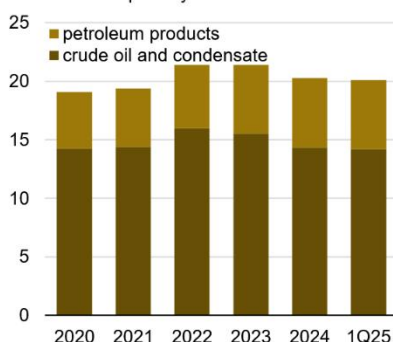
Sytuacja wygląda nieco inaczej w przypadku ropy naftowej, ponieważ część producentów w regionie dysponuje infrastrukturą umożliwiającą eksport z pominięciem cieśniny Ormuz. Arabia Saudyjska posiada

rurociąg East-West Pipeline o przepustowości około 5 mln baryłek

dziennie prowadzący do portu Yanbu nad Morzem Czerwonym [7], a Zjednoczone Emiraty Arabskie rurociąg Abu Dhabi Crude Oil Pipeline o zdolności około 1,5 mln baryłek dziennie do portu Fujairah nad Zatoką Omańską [8]. Nawet przy pełnym wykorzystaniu instalacji pozwala to jednak przekierować jedynie część z milionów baryłek ropy dziennie eksportowanych normalnie przez Ormuz, a dodatkowym ograniczeniem pozostają zdolności przeładunkowe portów końcowych.

Iran dysponuje rozbudowaną siecią rurociągów transportujących ropę z pól naftowych w południowo-zachodniej części kraju (m.in. Aghajari, Gachsaran, Maroun i Reg-e-Safid) do terminali eksportowych w Zatoce Perskiej, przede wszystkim na wyspie Kharg. W praktyce zdecydowana większość irańskiego eksportu ropy nadal odbywa się właśnie z tego terminalu, co oznacza konieczność transportu tankowcami przez cieśninę Ormuz [9]. Reżim w Teheranie uruchomił wprawdzie w lipcu 2021 r. rurociąg Goreh–Jask oraz terminal eksportowy Jask nad Zatoką Omańską, mający umożliwiać eksport ropy z pominięciem cieśniny Ormuz. Efektywna przepustowość rurociągu wynosi ok. 300 tys. baryłek dziennie, jednak latem 2024 r. eksport z portów Bandar-e-Jask i Kooh Mobarak spadł poniżej 70 tys. baryłek dziennie, a po wrześniu 2024 r. załadunki zostały wstrzymane [10]. Wysiłek na rzecz dywersyfikacji połączeń pozostał w praktyce bardzo ograniczony i nie zmienił zasadniczej zależności irańskiego eksportu od tej cieśniny.

Volume of petroleum transported through the Strait of Hormuz
million barrels per day



Wolumen ropy naftowej i produktów ropopochodnych transportowanych przez cieśninę Ormuz oraz ropociągi saudyjski i ZEA.

Źródło: U.S. Energy Information Administration

Znacznie jeszcze trudniejsza od sytuacji na rynku samej ropy jest sytuacja w przypadku produktów naftowych, ponieważ dla eksportu diesla, paliwa lotniczego czy innych średnich destylatów praktycznie nie istnieją alternatywne szlaki transportowe poza cieśniną. Oznacza to, że nawet częściowe zakłócenie transportu przez Ormuz może mieć natychmiastowe skutki dla globalnego rynku energii. Dotyczy to nie tylko państw bezpośrednio importujących surowce z regionu, lecz także wszystkich krajów uczestniczących w światowym systemie handlu węglowodorami.

Dodatkowym elementem komplikującym sytuację jest struktura geograficzna odbiorców oraz sposób organizacji handlu ropą i LNG. Około 80% ropy i produktów naftowych przepływających przez cieśninę Ormuz trafia do gospodarek azjatyckich, przede wszystkim do Chin, Indii, Japonii i Korei Południowej. W przypadku LNG koncentracja jest jeszcze większa, ponieważ niemal 90% eksportu z Kataru i Zjednoczonych Emiratów Arabskich kierowane jest do odbiorców w Azji. Oznacza to, że ewentualne zakłócenia żeglugi w pierwszej kolejności oddziałują na bezpieczeństwo energetyczne państw azjatyckich, które w największym stopniu uzależnione są od dostaw z regionu Zatoki Perskiej.

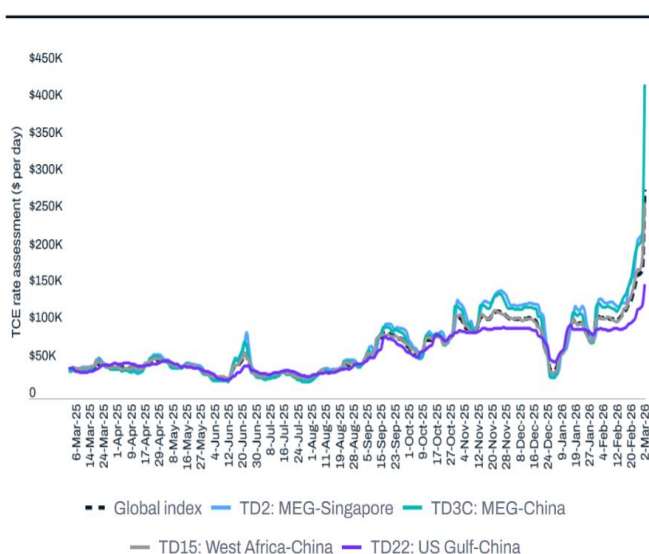
Jednocześnie mechanika globalnego handlu energią powoduje, że skutki kryzysu szybko przenoszą się poza region. Znaczna część eksportu tak ropy jak LNG z Bliskiego Wschodu sprzedawana jest w formule FOB, w której ryzyko transportowe przechodzi na kupującego w momencie załadunku w porcie. W praktyce oznacza to, że w sytuacji wzrostu ryzyka militarnego to importerzy muszą zabezpieczać transport, finansowanie i ubezpieczenie ładunków, co natychmiast przekłada się na wzrost kosztów frachtu i premii ryzyka w kontraktach.

Sam globalny rynek LNG działa dziś w dużej mierze jako system elastycznych przepływów, w którym część ładunków może być przekierowywana między regionami w zależności od poziomu cen. Jeżeli importerzy azjatyccy, obawiając się zakłóceń w dostawach z Zatoki Perskiej, zaczynają agresywnie poszukiwać alternatywnych ładunków, zwiększają popyt na LNG z innych kierunków, takich jak Afryka Zachodnia czy Stany Zjednoczone, skąd skroplony gaz kupuje np. Polska. To z kolei podnosi ceny na głównych hubach gazowych, w tym na europejskim rynku TTF, nawet jeśli fizyczne dostawy do Europy nie zostały jeszcze ograniczone. W rezultacie zakłócenia w jednym z głównych węzłów transportowych światowej energetyki oddziałują na cały system handlu surowcami poprzez mechanizm konkurencji o dostępne wolumeny, koszty transportu oraz wycenę ryzyka w kontraktach.

1.3. Mechanizm kryzysu: od ryzyka transportowego do wzrostu cen energii

Skutki kryzysu energetycznego wywołanego wojną w Iranie pojawiły się bardzo szybko, jeszcze zanim doszło do dużych strat w wydobywaniu ropy czy gazu. Wynika to ze specyfiki globalnego rynku energii, w którym równie ważne jak sama produkcja są transport i ubezpieczenie dostaw.

VLCC TCE indexes by trade lane



Indeksy TCE dla VLCC według tras handlowych

Źródło: Lloyd's List

W normalnych warunkach ropa i LNG są transportowane statkami przez firmy żeglugowe, które korzystają z ubezpieczeń obejmujących ryzyko wojenne i polityczne. Jeżeli jednak ubezpieczyciele uznają dany akwen za zbyt niebezpieczny, mogą znacząco podnieść składki lub całkowicie wycofać ochronę ubezpieczeniową. W takiej sytuacji armatorzy i firmy handlowe często rezygnują z rejsów, ponieważ ewentualne straty mogłyby przekroczyć wartość przewożonego ładunku.

Dokładnie taki mechanizm aktywował się z początkiem marca w regionie Zatoki Perskiej. W pierwszych dniach eskalacji brokerzy ogłosili wzrost składki za ubezpieczenie ryzyka wojennego dla statków transportujących ropę o 25-50% [11]. W niektórych przypadkach ubezpieczyciele całkowicie wycofali polisy (war risk cover) dla rejsów przez cieśninę Ormuz [12]. W rezultacie część armatorów zdecydowała się zawiesić transport, a część statków zawróciła lub zatrzymała się w pobliżu wejścia do cieśniny [13]. Jednocześnie gwałtownie wzrosły koszty transportu. Stawki frachtowe dla największych tankowców typu VLCC (Very Large Crude Carrier) na trasie z Bliskiego Wschodu do Azji wzrosły do poziomu ponad 280 tysięcy USD, najwyższego poziomu od 2008 r., a na trasie do Chin osiągnęły poziom rekordowy, ponad 423 tysięcy USD [14]. W konsekwencji nawet jeżeli transport pozostaje możliwy, jego koszt staje się znacznie wyższy.

Na poziomie operacyjnym zaczęły pojawiać się również inne problemy, odnotowano np. zakłócenia systemów nawigacyjnych. W niektórych przypadkach rozważano nawet nocne przejścia przez cieśninę z wyłączonym systemem identyfikacji AIS, co zwiększa ryzyko kolizji na morzu [15]. W efekcie w Zatoce Perskiej zaczęły gromadzić się tankowce oczekujące na możliwość bezpiecznego przejścia przez Ormuz. Szacunki wskazują, że po obu stronach cieśniny może znajdować się nawet kilkaset statków, w tym około 200 tankowców nieobjętych sankcjami, które nie są w stanie opuścić regionu, wśród których znajduje się około 8% światowej floty największych tankowców [16].

Taka sytuacja powoduje, że rynek zaczyna reagować jeszcze zanim pojawi się rzeczywisty niedobór surowców. Cena energii rośnie nie dlatego, że ropa czy gaz znikają ze złóż, lecz dlatego, że ich dostarczenie na rynek staje się coraz trudniejsze, droższe i bardziej ryzykowne. To właśnie ten mechanizm sprawia, że obecny kryzys może rozwijać się bardzo szybko. Najpierw pojawia się ryzyko transportowe, następnie rosną koszty ubezpieczenia i frachtu, potem zatrzymują się statki, a dopiero w kolejnym etapie producenci zaczynają ograniczać wydobycie z powodu braku możliwości eksportu. W ten sposób zakłócenie logistyczne może w krótkim czasie przekształcić się w pełnowymiarowy kryzys podaży na globalnym rynku energii.

II. Ropa naftowa: od zakłóceń transportu do realnego ograniczenia podaży

2.1. Zakłócenia eksportu i presja na producentów

W pierwszej fazie obecnego kryzysu na globalnym rynku ropy kluczowym problemem nie jest jeszcze sama produkcja surowca, lecz możliwość jego eksportu. System energetyczny państw Zatoki Perskiej jest skonstruowany w taki sposób, że ogromna większość wydobywanej ropy niemal natychmiast trafia na tankowce i jest transportowana do odbiorców. Region ten nie został zaprojektowany jako obszar długotrwałego magazynowania surowca, lecz jako węzeł stale wprawiający go w ruch. Gdy transport zostaje zakłócony, cały system bardzo szybko zaczyna napotykać fizyczne ograniczenia infrastrukturalne.

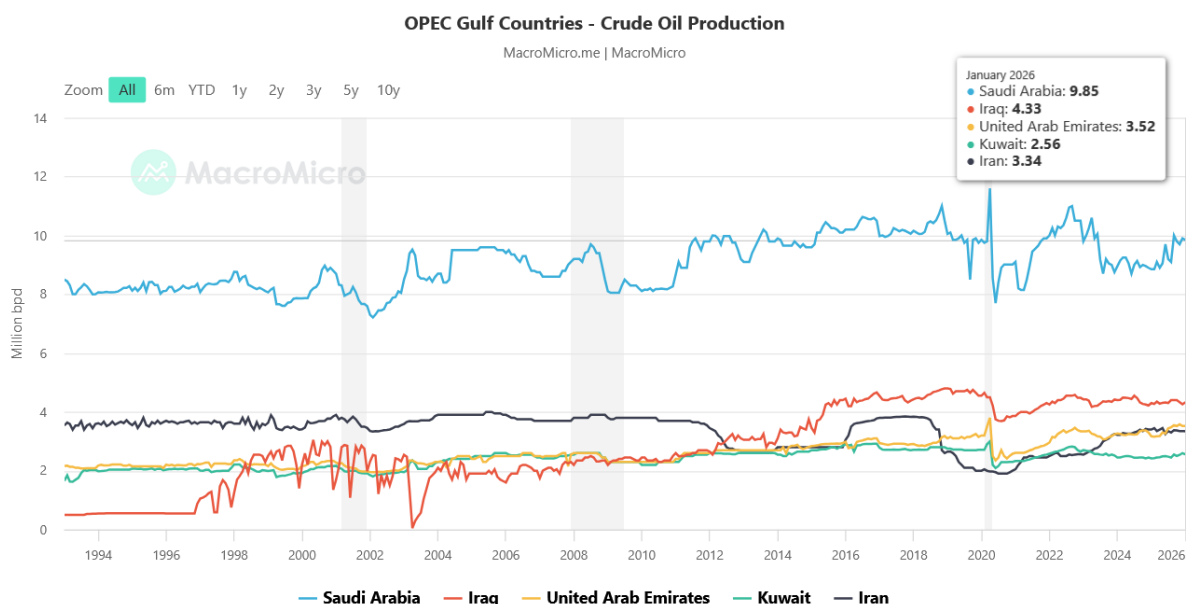
W warunkach konfrontacji militarnej zakłócenie transportu nie musi przybierać formy formalnej blokady cieśniny ani fizycznego zatrzymania ruchu statków. Wystarczy wzrost poziomu ryzyka operacyjnego dla żeglugi, który powoduje, że armatorzy i firmy handlowe zaczynają ograniczać transport przez dany akwen. W przypadku tankowców przewożących ropę lub LNG wartość statku wraz z ładunkiem może sięgać kilkuset milionów USD, dlatego nawet pojedynczy incydent zbrojny, zatrzymanie jednostki czy uszkodzenie infrastruktury portowej może generować straty znacznie przewyższające potencjalny zysk z rejsu. W rezultacie część tankowców zawraca jeszcze przed wejściem do strefy podwyższonego ryzyka, część pozostaje w portach eksportowych odkładając załadunek, a część jednostek oczekuje w pobliżu wejścia do cieśniny na rozwój sytuacji bezpieczeństwa.

Gdy eksport zostaje spowolniony lub wstrzymany, ropa zaczyna gromadzić się w terminalach eksportowych oraz w zbiornikach przy polach naftowych. Wówczas kryzys logistyczny zaczyna stopniowo przekształcać się w kryzys produkcyjny. Państwa Zatoki Perskiej nie dysponują bowiem nieograniczoną przestrzenią magazynową: jeżeli tankowce nie odbierają surowca, instalacje magazynowe w krótkim czasie osiągną granicę swojej pojemności, a producenci są zmuszeni do ograniczenia wydobycia.

Pierwszym krajem, który zaczął doświadczać tego mechanizmu w obecnym kryzysie, był Irak. Po kilku dniach ograniczeń w transporcie ropy przez Zatokę Perską władze oraz operatorzy pól naftowych zaczęli redukować produkcję w największych złożach kraju, w tym w polach Rumaila, West Qurna 2 oraz Maysan. Rumaila jest jednym z największych

pól naftowych na świecie i w normalnych warunkach produkuje ponad 1,4 miliona baryłek ropy dziennie [17]. Oznacza to, że nawet częściowe ograniczenie wydobycia w jednym takim złożu ma zauważalny wpływ na globalny bilans podaży. Redukcja wydobycia w Iraku jest szczególnie ważna z punktu widzenia globalnego rynku, ponieważ kraj ten należy do największych producentów w ramach OPEC. Łączna produkcja Iraku przekracza 4 miliony baryłek dziennie, a zdecydowana większość tego wolumenu trafia na eksport. Gdy eksport zostaje przerwany, nawet krótkotrwałe zakłócenia mogą prowadzić do wymuszonych ograniczeń produkcji w wielu instalacjach jednocześnie.

Problem nie dotyczy jednak wyłącznie Iraku. W podobnej sytuacji znajdują się również Arabia Saudyjska, Kuwejt, Zjednoczone Emiraty Arabskie i Katar, a więc grupa państw, która nie tylko należy do największych eksporterów ropy na świecie, lecz współtworzy sam rdzeń podaży z regionu Zatoki Perskiej. Co więcej, to właśnie w tej grupie skoncentrowana jest znaczna część wolnych mocy produkcyjnych OPEC, a więc zdolności, które w normalnych warunkach mają stabilizować rynek w momentach napięcia. Jeżeli więc presja na magazyny, porty i eksport obejmie równocześnie kilku największych producentów regionu, rynek traci nie tylko bieżącą produkcję, ale również swój podstawowy mechanizm amortyzowania kryzysu.



Produkcja ropy naftowej państw Zatoki Perskiej należących do OPEC

Źródło: MacroMicro

Dla samych państw Zatoki stawką są nie tylko przychody handlowe, lecz także stabilność fiskalna, ponieważ przerwanie eksportu szybko przekłada się na dochody budżetowe, płynność finansów publicznych i zdolność utrzymania wydatków państwowych. Każdy tydzień zamknięcia zmniejszy dochody z eksportu węglowodorów o około 0,4% PKB dla tych czterech państw, przy założeniu danych o eksporcie przez Ormuz z 2025 r. oraz ceny ropy 85 USD za baryłkę [18]. Stanowi to czynnik zwiększający ryzyko, że kryzys energetyczny zacznie działać także jako akcelerator szerszej destabilizacji politycznej i geostrategicznej.

W tym kontekście szczególnego znaczenia nabiera fakt, że zatrzymanie produkcji w wielu złożach naftowych nie jest operacją neutralną technicznie. W zależności od geologii złoża zamknięcie odwiertów może prowadzić do spadku ciśnienia w strukturze geologicznej, migracji gazu lub wody w złożu, a także do trwałego obniżenia produktywności odwiertów. Oznacza to, że nawet stosunkowo krótkotrwałe ograniczenie wydobycia może mieć konsekwencje dla podaży ropy przez wiele miesięcy po zakończeniu kryzysu logistycznego [19].

2.2. Ograniczenia magazynowania i znaczenie zapasów strategicznych

Drugim czynnikiem kształtującym dynamikę obecnego kryzysu jest strukturalnie ograniczona zdolność magazynowania ropy w państwach eksportujących Zatokę Perską. W przeciwieństwie do państw importujących energię, które utrzymują duże zapasy strategiczne liczone w setkach milionów baryłek, gospodarki producentów funkcjonują w modelu ciągłego przepływu surowca od złoża do portu eksportowego. System logistyczny jest więc projektowany przede wszystkim pod kątem stałego eksportu, a nie długotrwałego gromadzenia zapasów.

Całkowita pojemność magazynowa ropy w regionie jest relatywnie ograniczona i skoncentrowana głównie w kilku terminalach eksportowych. Największy hub magazynowy w regionie, Fujairah w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, dysponuje pojemnością około 70 mln baryłek [20], a zbiorniki przy terminalach eksportowych w Iraku czy Arabii Saudyjskiej pełnią głównie funkcję bufora operacyjnego umożliwiającego płynny załadunek tankowców. W praktyce infrastruktura ta nie jest wykorzystywana w pełni, ponieważ operatorzy utrzymują zwykle około 20–30% wolnej pojemności jako rezerwę operacyjną niezbędną do stabilnego funkcjonowania systemu logistycznego. W sytuacji

nagłego wstrzymania eksportu dostępna przestrzeń magazynowa zaczyna się więc wypełniać bardzo szybko, często w ciągu kilku lub kilkunastu dni. Po osiągnięciu granicy pojemności producenci nie mają alternatywy poza redukcją wydobycia, co oznacza, że przedłużające się zakłócenia transportu przez Cieśninę Ormuz mogą stosunkowo szybko przekształcić się z kryzysu logistycznego w realny spadek globalnej podaży ropy.



Fujairah Oil Industry Zone

Źródło: www.foiz.gov.ae

Globalny rynek posiada wprawdzie pewien bufor bezpieczeństwa w postaci zapasów. Łączne zapasy ropy i produktów naftowych na świecie wynoszą około 8,2 miliarda baryłek [21]. Jest to poziom najwyższy od kilku lat i oznacza, że w krótkim okresie system energetyczny ma pewną zdolność amortyzowania szoków podażowych.

Dodatkowym elementem stabilizującym są strategiczne rezerwy ropy utrzymywane przez państwa należące do Międzynarodowej Agencji Energetycznej, których łączna wielkość zapasów w 2024 r. wyniosła 1,2 miliarda baryłek, oraz kolejne 0,5 miliarda na rzecz obowiązkowych zapasów przemysłowych [22]. W sytuacji poważnego kryzysu rządy mogą zdecydować o uwolnieniu części rezerw na rynek w celu stabilizacji cen i zapewnienia ciągłości dostaw. Największą strategiczną rezerwę posiadają Stany Zjednoczone, czyli Strategic Petroleum Reserve, która opiewa na około 415 milionów baryłek ropy. Maksymalna techniczna zdolność uwalniania tych zapasów wynosi około 4,4 miliona baryłek dziennie [23].

Strategiczne rezerwy ropy są ważnym instrumentem stabilizowania rynku, lecz ich zdolność do kompensowania poważnych zakłóceń pozostaje ograniczona. Zapasy te mają charakter interwencji krótkoterminowej i nawet przy wysokim tempie uwalniania mogłyby zastępować utraconą podaż jedynie przez kilka miesięcy. Co ważniejsze, rozwiązują one przede wszystkim problem fizycznego niedoboru surowca, podczas gdy obecny kryzys ma w dużej mierze charakter logistyczny. Globalny system energetyczny opiera się na konkretnych szlakach transportowych, terminalach i zdolnościach rafineryjnych. Jeżeli kluczowy węzeł, taki jak cieśnina Ormuz, staje się niedostępny lub obciążony wysokim ryzykiem operacyjnym, problem nie polega wyłącznie na dostępności ropy, lecz na możliwości jej fizycznego dostarczenia do odbiorców. Nawet przy dostępnych zapasach szybkie przekierowanie dostaw może napotkać bariery związane z przepustowością tras transportowych, dostępnością tankowców czy ograniczeniami infrastruktury portowej.

2.3. Produkty naftowe i ograniczenia sektora rafineryjnego

Trzecim elementem obecnego kryzysu jest rynek paliw gotowych, który często reaguje szybciej i silniej niż sam rynek ropy. W gospodarce realnej to bowiem nie ropa naftowa jest bezpośrednio wykorzystywana przez większość sektorów, lecz paliwa produkowane w rafineriach. Obejmują one między innymi benzynę, olej napędowy, paliwo lotnicze oraz liczne surowce dla przemysłu petrochemicznego.

Proces rafinacji ropy jest technologicznie złożony i opiera się na wieloetapowych instalacjach przemysłowych obejmujących destylację atmosferyczną i próżniową, kraking katalityczny, hydrokraking oraz hydorafinację. Globalna zdolność przerobowa rafinerii wynosi obecnie około 106 mln baryłek dziennie [24], czyli poziom zbliżony do całkowitej produkcji ropy na świecie. W praktyce oznacza to, że system rafineryjny dysponuje jedynie niewielką nadwyżką mocy, ponieważ w wielu regionach instalacje pracują przy wykorzystaniu przekraczającym 80–90% dostępnej przepustowości. W takich warunkach zdolność szybkiego zwiększenia produkcji paliw pozostaje ograniczona. Dodatkowo rafinerie są projektowane pod określone typy ropy i konkretne profile produkcji paliw, co oznacza, że zmiana struktury dostaw surowca lub gwałtowny wzrost popytu na określone produkty nie może być natychmiast skompensowany. W rezultacie nawet przy dostępności surowej ropy ograniczenia technologiczne instalacji rafineryjnych mogą prowadzić do niedoborów konkretnych paliw, zwłaszcza diesla i paliwa lotniczego, których produkcja wymaga bardziej zaawansowanych procesów konwersyjnych.

Rynek oleju napędowego jest jednym z najbardziej wrażliwych segmentów rynku paliw. Diesel stanowi podstawowe paliwo dla transportu ciężkiego, logistyki, żeglugi śródlądowej oraz wielu sektorów przemysłowych, dlatego jego zużycie jest silnie powiązane z aktywnością gospodarczą. W Europie diesel odpowiada za około 44% całkowitego zużycia produktów naftowych, co czyni go najważniejszym paliwem w strukturze konsumpcji ropy [25]. Jednocześnie zdolności rafineryjne regionu nie są w stanie w pełni pokryć tego popytu. W efekcie Europa od wielu lat pozostaje importerem netto oleju napędowego, sprowadzając ponad 1,2 mln baryłek dziennie, czyli około jedną piątą regionalnego zużycia tego paliwa. Ta strukturalna luka między popytem a produkcją powoduje, że europejski rynek diesla jest szczególnie wrażliwy na zakłócenia w globalnych przepływach paliw rafinowanych oraz na zmiany w handlu międzynarodowym.

W takich warunkach ceny produktów rafinowanych mogą rosnąć szybciej niż cena samej ropy (cena diesla na rynku europejskim sięgnęła 2 marca pułap 100 EUR/mt [26]), ponieważ napięcia pojawiają się przede wszystkim na poziomie przetwarzania i dystrybucji paliw. Wzrost cen oleju napędowego bezpośrednio podnosi koszty transportu drogowego i morskiego, natomiast droższe paliwo lotnicze zwiększa koszty operacyjne linii lotniczych, co szybko przenosi się na ceny przewozów i logistyki. W rezultacie rosną koszty produkcji i dystrybucji wielu towarów, a presja cenowa zaczyna rozprzestrzeniać się w całej gospodarce. Państwa europejskie są szczególnie wrażliwe na tego typu zakłócenia, ponieważ w ostatnich latach stała się importerem netto wielu produktów naftowych, zwłaszcza diesla i paliwa lotniczego. W warunkach napięcia na globalnym rynku ładunki paliw trafiają w pierwszej kolejności do największych hubów handlowych i magazynowych, takich jak Rotterdam czy Antwerpia, które pełnią funkcję głównych punktów dystrybucji dla całego kontynentu. Odbiorcy zlokalizowani dalej od tych centrów logistycznych muszą często oferować wyższe ceny, aby przyciągnąć dostawy, co pogłębia regionalne różnice cenowe i zwiększa koszty energii w mniej uprzywilejowanych częściach rynku.

Dla Polski oznacza to, że nawet przy stabilnym dostępie do ropy krajowy rynek paliw może odczuwać skutki globalnego kryzysu poprzez wzrost cen diesla, benzyny i paliwa lotniczego. Polski system bezpieczeństwa energetycznego posiada jednak pewien bufor w postaci zapasów strategicznych paliw. Zgodnie z unijną dyrektywą magazynową państwa członkowskie muszą bowiem utrzymywać zapasy odpowiadające co najmniej 90 dniom netto importu ropy lub produktów naftowych [27]. Istotnym elementem stabilizującym

pozostają zapasy strategiczne utrzymywane w ramach systemu bezpieczeństwa paliwowego oraz infrastruktura magazynowa i rurociągową operatora PERN, który zarządza siecią około 2500 km rurociągów naftowych oraz baz magazynowych wykorzystywanych do przechowywania zapasów ropy i paliw. Zapasy pozwalają ograniczyć ryzyko fizycznych niedoborów paliw w krótkim okresie. Jednakże w przypadku długotrwałego kryzysu kluczowe znaczenie ma jednak nie poziom zapasów, lecz zdolność globalnego systemu energetycznego do przywrócenia stabilnych przepływów ropy i produktów naftowych. W sytuacji, w której zakłócenia transportu utrzymują się przez wiele tygodni, nawet duże zapasy mogą jedynie spowolnić, ale nie zatrzymać wzrostu cen i napięć na rynku paliw.

III. LNG: możliwy katalizator kryzysu energetycznego

3.1. Globalny system LNG i jego podatność na zakłócenia w Zatoce Perskiej

Wywołany wojną w Iranie kryzys energetyczny nie rozlewa się wyłącznie na rynek ropy. Równolegle narasta napięcie na rynku gazu ziemnego, którego znaczenie dla globalnej gospodarki w ostatnich dwóch dekadach gwałtownie wzrosło. Jeszcze na początku XXI wieku handel gazem miał charakter głównie regionalny, ponieważ transport surowca odbywał się przede wszystkim rurociągami. Dopiero rozwój technologii LNG, czyli skroplonego gazu ziemnego, stworzył globalny rynek gazu porównywalny pod względem skali i dynamiki z rynkiem ropy naftowej. LNG powstaje poprzez schłodzenie gazu ziemnego do temperatury około minus 162 stopni Celsjusza. W tej temperaturze gaz przechodzi w stan ciekły, a jego objętość zmniejsza się około sześćset razy. Dzięki temu może być transportowany statkami do terminali regazyfikacyjnych na całym świecie, gdzie ponownie zamienia się w gaz i trafia do systemu rurociągów. W rezultacie LNG umożliwił powstanie globalnego rynku gazu, w którym dostawy mogą być przekierowywane pomiędzy kontynentami w zależności od poziomu cen i popytu.

Skala tego rynku jest dziś bardzo duża. W 2023 roku globalny handel LNG przekroczył 400 milionów ton rocznie, co odpowiada ponad połowie biliona metrów sześciennych gazu ziemnego [28]. W praktyce oznacza to, że LNG odpowiada za około jedną trzecią całego międzynarodowego handlu gazem. Co istotne, handel ten jest skoncentrowany w stosunkowo niewielkiej liczbie państw eksportujących. Największym eksporterem LNG pozostaje Katar, który w ostatnich latach odpowiadał za około 20% globalnego rynku. Kolejnymi dużymi eksporterami są Stany Zjednoczone oraz Australia, a następnie Rosja i kilka państw Afryki. Taka selektywna struktura rynkowa oznacza, że zakłócenia eksportu z kluczowych zakładów mogą natychmiast przełożyć się na globalną dostępność gazu.

Kryzys wokół Iranu ma szczególne znaczenie właśnie z tego powodu. Region Zatoki Perskiej jest jednym z głównych centrów globalnej produkcji LNG, a jednocześnie jego eksport stamtąd jest uzależniony od transportu przez cieśninę Ormuz. W przypadku ropy część producentów dysponuje rurociągami pozwalającymi eksportować surowiec innymi drogami. W przypadku LNG takie rozwiązania praktycznie nie istnieją. Gaz skroplony musi opuścić region na pokładzie statku, a więc każdy transport wymaga bezpiecznego przejścia

przez cieśninę, w efekcie czego zakłócenia żeglugi tamże natychmiast wpływają na globalny rynek gazu.

Struktura geograficzna odbiorców LNG dodatkowo wzmacnia znaczenie potencjalnych zakłóceń eksportu z Kataru. Około 75–80% katarskiego LNG trafia do Azji, gdzie głównymi odbiorcami są Japonia, Korea Południowa, Chiny oraz Indie. Już w 2022 r. Japonia odpowiadała za około 16–18% eksportu LNG z Kataru, Korea Południowa za 14–16%, Chiny za około 12–15%, a Indie za 10–12%. Oznacza to, że cztery największe gospodarki azjatyckie absorbuje ponad połowę całego eksportu katarskiego LNG [29]. W takiej strukturze rynku zakłócenia eksportu z Zatoki Perskiej mają natychmiastowy wymiar globalny. Nawet jeśli Europa bezpośrednio importuje jedynie część katarskiego gazu, ograniczenie dostaw powoduje, że importerzy azjatyccy zaczynają konkurować o dostępne ładunki LNG z innych regionów świata, w szczególności z USA, Afryki Zachodniej czy Australii. Ponieważ LNG jest surowcem globalnie handlowanym, a ładunki mogą być relatywnie szybko przekierowywane między rynkami, wzrost popytu w Azji prowadzi do wzrostu cen na wszystkich głównych hubach gazowych, w tym również w Europie.

3.2. Koncentracja infrastruktury LNG i skutki materialnego spadku podaży gazu

Drugim elementem zwiększającym podatność globalnego rynku gazu na obecny kryzys jest wyjątkowo wysoka koncentracja infrastruktury produkcyjnej w kilku kluczowych ośrodkach. Produkcja LNG wymaga ogromnych instalacji przemysłowych obejmujących terminale skraplania gazu, zbiorniki magazynowe, instalacje petrochemiczne oraz porty eksportowe. W wielu krajach infrastruktura ta jest skupiona w jednym kompleksie przemysłowym, którego zakłócenie może mieć globalne konsekwencje.

Najbardziej spektakularnym przykładem takiej koncentracji jest katarski kompleks Ras Laffan Industrial City. Jest to największy na świecie ośrodek produkcji LNG, w którym znajdują się instalacje skraplania o łącznej zdolności produkcyjnej przekraczającej 77 milionów ton LNG rocznie [30], co w przeliczeniu na gaz ziemny odpowiada to ponad 100 miliardom metrów sześciennych rocznie. Ras Laffan obsługuje niemal cały eksport LNG Kataru, a także znaczną część produkcji innych węglowodorów związanych z wydobyciem gazu [31].

Znaczenie tego kompleksu wynika również z jego powiązania z jednym z największych złóż gazu na świecie. Złoże North Field, które stanowi podstawę produkcji katarskiego LNG, jest

częścią gigantycznej struktury geologicznej współdzielonej z Iranem, gdzie nosi nazwę South Pars. Szacowane zasoby tego systemu przekraczają 50 bilionów metrów sześciennych gazu. W efekcie region Zatoki Perskiej jest nie tylko kluczowym producentem LNG w krótkim okresie, lecz także jednym z najważniejszych obszarów globalnych zasobów gazu w długim horyzoncie.

Koncentracja infrastruktury powoduje jednak poważne ryzyko systemowe. Zakłócenie pracy jednego kompleksu przemysłowego może w praktyce ograniczyć znaczną część globalnego eksportu LNG. Dotyczy to nie tylko samego gazu, lecz także wielu innych produktów powiązanych z jego wydobyciem. We wspomnianym już Ras Laffan produkowane są między innymi LPG oraz kondensat gazowy. LPG, czyli skroplony gaz płynny, jest szeroko wykorzystywany jako paliwo oraz jako surowiec dla przemysłu chemicznego. Kondensat gazowy jest natomiast lekką frakcją węglowodorów wykorzystywaną między innymi w rafineriach oraz w produkcji petrochemicznej. W praktyce oznacza to, że zakłócenia w funkcjonowaniu infrastruktury gazowej mogą wpływać na wiele różnych segmentów globalnej gospodarki jednocześnie. Ograniczenie produkcji gazu przekłada się nie tylko na ceny energii elektrycznej, lecz także na ceny nawozów, tworzyw sztucznych oraz licznych produktów chemicznych.

3.3. Kaskadowy mechanizm transmisji kryzysu z rynku gazu na gospodarkę

Zakłócenia podaży LNG wynikłe z blokady cieśniny Ormuz uruchamiają na globalnym rynku energii mechanizm kaskadowy, który bardzo szybko zaczął przenosić się na inne sektory gospodarki. Pierwszym elementem tego mechanizmu jest ograniczenie liczby dostępnych ładunków LNG na rynku spot. Rynek ten stanowi segment handlu, w którym gaz sprzedawany jest bez długoterminowych kontraktów, często z dostawą w ciągu kilku tygodni lub miesięcy. W sytuacji kryzysowej rynek spot staje się kluczowym elementem stabilizującym system energetyczny, ponieważ importerzy próbują kupować dodatkowe dostawy w celu zastąpienia utraconych wolumenów.

Problem polega na tym, że liczba takich ładunków jest ograniczona. Większość globalnego handlu LNG odbywa się na podstawie wieloletnich kontraktów między producentami a importerami. W efekcie tylko niewielka część globalnej podaży jest dostępna do natychmiastowego przekierowania. Gdy kilka dużych krajów importujących zaczyna

jednocześnie zwiększać zakupy na rynku spot, ceny gazu mogą rosnąć bardzo gwałtownie, tak jak miało to miejsce w pierwszych dniach marca 2026 r.

Dodatkowym czynnikiem wzmacniającym ten mechanizm jest sposób wyceny gazu w wielu kontraktach LNG. W części umów stosowany jest mechanizm indeksacji do ceny ropy naftowej czego skutkiem jest powiązanie cen gazu z ceną baryłki ropy Brent poprzez określony współczynnik procentowy. W praktyce wzrost cen ropy automatycznie podnosi ceny LNG w kontraktach długoterminowych.

Gwałtowne wzrosty cen gazu mają bezpośredni wpływ na ceny energii elektrycznej w Europie ze względu na sposób funkcjonowania rynku hurtowego energii. W większości państw UE obowiązuje mechanizm tzw. marginal pricing, w którym cena energii na rynku jest wyznaczana przez najdroższą jednostkę wytwórczą potrzebną do zaspokojenia popytu w danej godzinie. W praktyce są to bardzo często elektrownie gazowe, ponieważ mają one relatywnie wysokie koszty paliwa, ale jednocześnie dużą elastyczność operacyjną i mogą szybko zwiększać produkcję, stabilizując system elektroenergetyczny przy zmiennej generacji z OZE. W rezultacie wzrost cen gazu bezpośrednio podnosi koszty wytwarzania energii w tych jednostkach, a ponieważ to one często wyznaczają cenę krańcową na rynku, wzrost ten przenosi się na całą hurtową cenę energii elektrycznej, także tej produkowanej z tańszych źródeł. Zjawisko to było szczególnie widoczne w Europie w latach 2021–2023, gdy gwałtowne wzrosty cen gazu doprowadziły do skokowego wzrostu cen energii elektrycznej w wielu krajach UE, mimo rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym [32].

Konsekwencje wzrostu cen gazu wykraczają daleko poza sektor energetyczny, ponieważ gaz ziemny jest kluczowym surowcem w produkcji nawozów azotowych. W procesie produkcji amoniaku, będącego podstawowym składnikiem większości nawozów azotowych, gaz ziemny pełni zarówno rolę źródła energii, jak i surowca do wytwarzania wodoru. W efekcie gaz odpowiada nawet za 70–90% kosztów produkcji amoniaku, co sprawia, że ceny nawozów są silnie powiązane z cenami gazu [33]. Gdy ceny gazu gwałtownie rosną, koszty produkcji nawozów szybko rosną lub część instalacji zostaje czasowo wyłączona z powodu nieopłacalności produkcji. Ponieważ nawozy azotowe są podstawowym czynnikiem zwiększającym plony w nowoczesnym rolnictwie, wzrost ich cen przekłada się bezpośrednio na koszty produkcji żywności. W efekcie kryzys gazowy zaczyna oddziaływać na cały system gospodarczy, podnosząc ceny produktów rolnych

i zwiększając presję inflacyjną w skali globalnej. Tym samym jeśli obecny kryzys w Zatoce Ormuz będzie trwał, przedłużający się wzrost cen gazu na globalnych rynkach będzie miał reperkusje na rynkach nawozów, a w efekcie odbije się na wyższych cenach żywności.

IV. Skutki geoeconomiczne wojny w Iranie dla energetyki: przetasowania między USA, Chinami i Europą, oraz konsekwencje prawno-kontraktowe

4.1. USA: rosnąca przewaga eksportowa

Kryzys energetyczny wynikły z blokady cieśniny Ormuz nie jest jedynie zakłóceniem fizycznych przepływów ropy i gazu. Jest jednocześnie wydarzeniem o silnym wymiarze geoeconomicznym, ponieważ zmienia relacje siły pomiędzy państwami eksportującymi i importującymi energię. W tym kontekście szczególne znaczenie ma ewoluująca pozycja Stanów Zjednoczonych, które w ciągu ostatniej półtorej dekady przeszły głęboką transformację swojej pozycji na globalnych rynkach węglowodorów.

Jeszcze w pierwszej dekadzie XXI wieku Stany Zjednoczone były jednym z największych importerów netto ropy i gazu na świecie. Rozwój technologii wydobywania z formacji łupkowych doprowadził jednak do gwałtownego wzrostu produkcji. W efekcie USA stały się największym producentem ropy na świecie oraz jednym z największych eksporterów gazu ziemnego i LNG. Według danych Energy Information Administration produkcja ropy w USA przekroczyła 13 milionów baryłek dziennie [34], a produkcja gazu ziemnego osiągnęła poziom ponad 103,07 miliarda stóp sześciennych dziennie (Bcf/d) [35].

Tak duża produkcja sprawia, że w warunkach globalnego kryzysu energetycznego Stany Zjednoczone znajdują się w relatywnie korzystnej pozycji. Wzrost cen ropy oraz gazu zwiększa przychody sektora energetycznego i poprawia bilans handlowy kraju. Dodatkowo eksport LNG z USA stał się jednym z kluczowych elementów stabilizujących globalny rynek gazu po 2022 roku. W 2023 roku eksport LNG z USA wyniósł ok. 11,9 Bcf/d, co odpowiada ok. 90–92 mln ton LNG rocznie, czyli w przybliżeniu 120–130 bcm gazu ziemnego po regazyfikacji [36].

Jednak przewaga ta ma istotne ograniczenia. Produkcja w sektorze łupkowym nie reaguje natychmiast na wzrost cen surowców. Wymaga ona uruchomienia nowych odwiertów, mobilizacji sprzętu wiertniczego oraz rozbudowy infrastruktury transportowej. W praktyce oznacza to, że zwiększenie podaży ropy i gazu w odpowiedzi na wzrost cen może nastąpić dopiero po kilku kwartałach. W analizach branżowych przyjmuje się na przykład, że pełna reakcja produkcyjna ropy z łupków może nastąpić dopiero po około 6–9 miesiącach od pojawienia się trwałego sygnału cenowego [37].

Istotne znaczenie ma także czynnik polityczny. W Stanach Zjednoczonych ceny paliw są jednym z najbardziej widocznych wskaźników kosztów życia dla gospodarstw domowych. Wzrost ceny ropy o 10 USD za baryłkę przekłada się zazwyczaj na wzrost ceny benzyny o około 25 centów za galon, często w ciągu kilku dni. W rezultacie nawet jeśli sektor wydobywczy korzysta na wysokich cenach ropy, administracja federalna może ponosić polityczne koszty wzrostu cen paliw.

Powoduje to napięcie pomiędzy interesem sektora energetycznego a interesem politycznym rządu. W warunkach eskalacji konfliktu administracja amerykańska może być zmuszona do stosowania instrumentów stabilizujących rynek, takich jak wykorzystanie strategicznych rezerw ropy. Strategic Petroleum Reserve Stanów Zjednoczonych posiada obecnie około 415 milionów baryłek ropy. Maksymalna zdolność uwalniania surowca z tych rezerw wynosi około 4,4 miliona baryłek dziennie, co oznacza, że przy maksymalnym tempie wykorzystania rezerwy mogłyby stabilizować rynek przez około trzy miesiące. W praktyce oznacza to, że Stany Zjednoczone posiadają narzędzia pozwalające łagodzić krótkoterminowe wstrząsy cenowe, lecz nie są w stanie samodzielnie zastąpić potencjalnych długotrwałych zakłóceń dostaw z regionu Zatoki Perskiej. Nawet przy wysokich cenach ropy wzrost podaży z USA jest procesem stopniowym, a globalne rynki energii pozostają silnie zależne od stabilności eksportu z Bliskiego Wschodu.

W zw. z powyższym ropa naftowa i gaz ziemny zaczęły być w Stanach Zjednoczonych postrzegane nie tylko jako zasoby gospodarcze, lecz także jako element budowania przewagi strategicznej w systemie międzynarodowym. Rewolucja łupkowa doprowadziła do sytuacji, w której kraj ten z największego importera węglowodorów stał się jednym z najważniejszych producentów i eksporterów energii na świecie. Zmiana ta ma konsekwencje wykraczające poza sam sektor energetyczny. W praktyce oznacza ona zwiększenie zdolności Stanów Zjednoczonych do kształtowania warunków funkcjonowania globalnych rynków energii, zarówno poprzez skalę własnej produkcji, jak i poprzez rosnący eksport LNG. W sytuacjach kryzysowych, takich jak zakłócenia dostaw z Bliskiego Wschodu czy ograniczenie eksportu rosyjskiego gazu do Europy, amerykański sektor energetyczny może częściowo kompensować niedobory podaży, co wzmacnia pozycję Waszyngtonu jako kluczowego stabilizatora rynku.

Jednocześnie eksport węglowodorów stał się narzędziem oddziaływania geoeconomicznego [38]. Dostawy LNG do Europy po 2022 roku nie tylko zwiększyły

bezpieczeństwo energetyczne państw europejskich, lecz także przyczyniły się do zmiany struktury globalnego rynku gazu, ograniczając znaczenie tradycyjnych dostaw rurociągowych z Rosji. W podobny sposób eksport LNG do Azji wzmacnia relacje gospodarcze i polityczne Stanów Zjednoczonych z najważniejszymi gospodarkami regionu Indo-Pacyfiku. W rezultacie infrastruktura eksportowa LNG – terminale skraplania, system transportu oraz kontrakty długoterminowe – zaczęła pełnić funkcję elementu szerszej architektury wpływu gospodarczego. Energia stała się więc jednym z instrumentów budowania przewagi konkurencyjnej Stanów Zjednoczonych zarówno wobec państw eksportujących węglowodory, jak i wobec innych potęg gospodarczych, które pozostają bardziej zależne od importu surowców energetycznych.

Jednocześnie przewaga ta ma charakter strukturalny, lecz nie absolutny. Globalny system energetyczny nadal pozostaje silnie powiązany z produkcją i eksportem z regionu Zatoki Perskiej, który odpowiada za znaczną część światowej podaży ropy. W efekcie nawet przy wzmożonej produkcji w Stanach Zjednoczonych zakłócenia w regionie Bliskiego Wschodu, takie jak blokada cieśniny Ormuz, będą wywoływać silne wstrząsy cenowe na rynku światowym. W takich warunkach amerykańska produkcja pełnić będzie w przewidywalnej przyszłości raczej funkcję stabilizującą niż zastępującą. Należy jednak uznać za realny scenariusz, w którym rosnąca zdolność Stanów Zjednoczonych do zwiększania podaży ropy i LNG w okresach napięć rynkowych wzmacnia ich pozycję negocjacyjną wobec państw eksportujących Zatokę Perską, oraz ich klientów. Im większa elastyczność produkcyjna USA, tym mniejsza zdolność tradycyjnych eksporterów do wykorzystywania ograniczeń podaży jako instrumentu wpływu na globalne ceny oraz na decyzje polityczne importerów.

4.2. Azja: szachowanie gospodarcze przez ryzyko koncentracji

Największe konsekwencje obecnego kryzysu energetycznego mogą ponieść gospodarki Azji, które są w największym stopniu uzależnione od importu surowców energetycznych z regionu Zatoki Perskiej. W największym stopniu tyczy się to Chin, które importują obecnie ponad 11 milionów baryłek ropy dziennie¹, co czyni je największym importerem tego surowca na świecie. Ogromna część tych dostaw pochodzi z państw Zatoki Perskiej, których 84% całkowitej produkcji i ropy i niemal tyle samo LNG płynie następnie do Azji [40].

¹ U.S. Energy Information Administration. (2024, April 16). *China imported record amounts of crude oil in 2023*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61843>.

Uzależnienie od dostaw z jednego regionu geograficznego powoduje, że zakłócenia transportu w cieśninie Ormuz mają dla Chin szczególne znaczenie strategiczne. Wg. MAE około 40% całego importu ropy do Chin transportowane jest właśnie przez tę cieśninę [41]. W praktyce oznacza to, że zakłócenia żeglugi w tym obszarze mogą natychmiast wpływać na bezpieczeństwo energetyczne chińskiej gospodarki. Dla Chin taki szok ma skutki szersze niż sam wzrost kosztów importu ropy. Chińska gospodarka pozostaje w wysokim stopniu uprzemysłowiona, energochłonna i zależna od stabilnych dostaw surowców dla transportu, petrochemii i przetwórstwa.

Droższa ropa z Bliskiego Wschodu oznacza dla Państwa Środka wzrost kosztów rafinacji, presję na marże zakładów petrochemicznych oraz wyższe koszty paliw płynnych dla całej gospodarki. Ponieważ Chiny są też największym centrum przemysłowym świata, wzrost cen energii w Państwie Środka szybko przenosi się na ceny frachtu, chemikaliów, nawozów, tworzyw sztucznych i szeregu półproduktów które Chiny produkują zarówno na własne potrzeby, jak i na eksport w świat.

W przypadku Chin problem jest dodatkowo złożony względem np. Indii, które dysponują pewną liczbą połączeń rurociągowych, bo nawet jeśli Pekin może częściowo zwiększać zakupy z Rosji lub wykorzystywać zapasy, to nie jest w stanie szybko zastąpić całej elastyczności dostaw z kierunku bliskowschodniego. Rosja dostarcza wprawdzie największą procentowo część ropy konsumowanej przez Chiny (20%), lecz łącznie kraj ten pozyskiwał ponad połowę swojego importu ropy z Bliskiego Wschodu, zwłaszcza z Arabii Saudyjskiej (16%) i Iranu (9%) [42]. W 2025 r. 92% importu ropy do Chin przybyło tankowcami [43].

Jeszcze bardziej widoczne są skutki na rynku LNG. Katar pozostaje jednym z filarów azjatyckiego bezpieczeństwa gazowego, a praktycznie cały jego eksport LNG zależy od żeglugi przez Ormuz. EIA podaje, że około jedna piąta światowego handlu LNG przechodzi przez tę cieśninę, przede wszystkim z Kataru. IEA już wcześniej wskazywała, że przez Ormuz przechodziło ponad jedna czwarta światowego handlu LNG, a najnowsze doniesienia Reutersa z początku marca 2026 r. pokazują, że wojna z Iranem wywołała gwałtowny skok cen LNG w Azji, otworzyła arbitraż dla dostaw z Atlantyku i zmusiła nabywców do pilnego poszukiwania ładunków zastępczych [44].

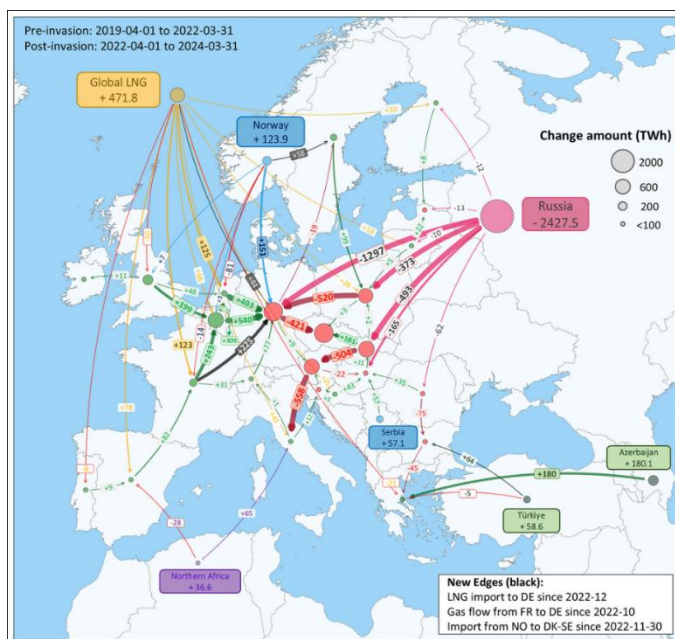
To fundamentalnie różni rynek gazu od rynku ropy. Na rynku ropy część wolumenów można relatywnie łatwiej przekierować, choć drożej i bywa to czasochłonne. Na rynku LNG

ograniczeniem staje się nie tylko surowiec, ale również bardziej ograniczone terminale, dyspozycyjność wyspecjalizowanej floty metanowców, harmonogramy załadunku i regazyfikacji oraz konkurencja między odbiorcami. Dlatego zakłócenie katarskiego eksportu uderza w pierwszej kolejności w importerów azjatyckich o słabszej pozycji zakupowej, takich jak Pakistan czy Bangladesz, choć presję odczuwają już także Indie, Chiny i szerzej cały rynek spot w Azji [45].

4.3. Europa: wojna w Iranie jako możliwy katalizator koniecznych zmian

Dla Unii Europejskiej obecny kryzys energetyczny ma szczególnie złożony charakter, ponieważ nie jest już tylko kryzysem podaży ani wyłącznie konsekwencją wojny Rosji przeciwko Ukrainie. Jest on testem całej logiki europejskiej transformacji energetycznej w warunkach narastającej niestabilności geopolitycznej. Po inwazji Rosji na Ukrainę w 2022 roku Europa gwałtownie ograniczyła import rosyjskiego gazu rurociągowego, odejście od którego jest dziś w Unii wiążącym prawem. Europejskie gospodarki próbują dziś równocześnie ograniczać emisje, zmniejszać zużycie paliw kopalnych, odbudowywać bezpieczeństwo dostaw po zerwaniu z rosyjską energetyką i utrzymać konkurencyjność gospodarczą.

Problem leży jednak w tym, że te cele nie zawsze wzajemnie się wzmacniają. W krótkim i średnim okresie dekarbonizacja nie eliminuje bowiem zależności zewnętrznych, lecz często je przekształca. Europa odchodzi od jednego typu ryzyka, jakim była koncentracja dostaw z Rosji, ale wchodzi w nowy układ zależności oparty na globalnym rynku LNG, imporcie ropy z bardziej odległych kierunków, wąskich gardłach logistycznych oraz rosnącej ekspozycji na napięcia w regionach morskiego tranzytu energii.



Przekształcone struktury zaopatrzenia, przesyłu i zużycia gazu oraz ich uwarunkowania w latach 2022–2024.

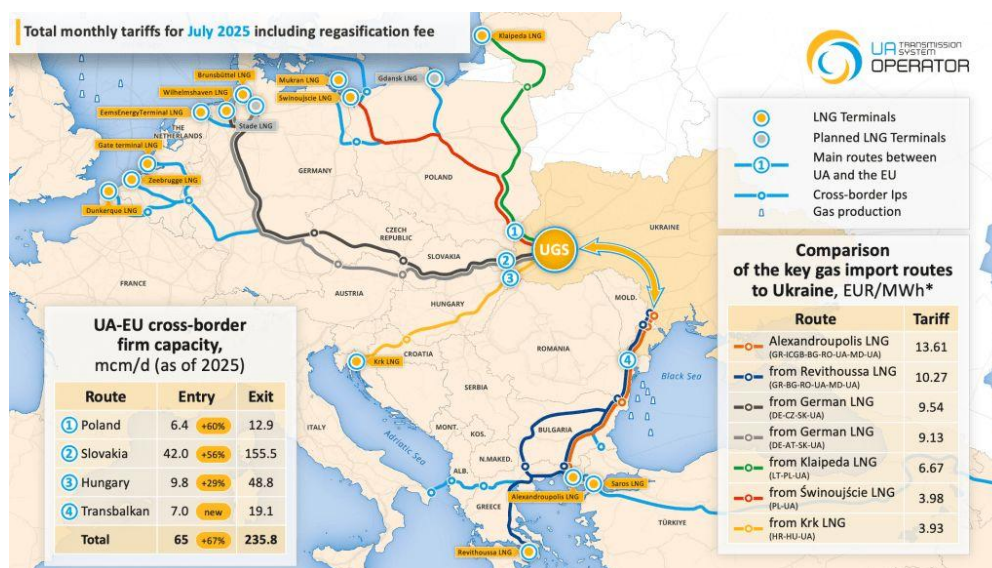
Źródło: Zhou, C., Zhu, B., Halff, A., Davis, S. J., Liu, Z., Bowring, S., Ben Arous, S., & Ciais, P. (2025). Europe's adaptation to the energy crisis: reshaped gas supply–transmission–consumption structures and driving factors from 2022 to 2024. *Earth System Science Data*, 17, 3431–3446.

W tym sensie wojna w Iranie nie jest dla Europy tylko kolejnym epizodem destabilizacji na Bliskim Wschodzie. Uderza ona w sam rdzeń strukturalnych słabości europejskiego modelu przejściowego. Unia Europejska nadal pozostaje w wysokim stopniu zależna od importu ropy, a po ograniczeniu dostaw rosyjskiego gazu coraz większą część bezpieczeństwa gazowego opiera na LNG. Oznacza to, że europejski system energetyczny stał się znacznie bardziej morski, bardziej globalny i bardziej podatny na zakłócenia poza własnym otoczeniem strategicznym. Jeżeli wcześniej

kluczowym problemem była zależność od jednego dostawcy rurociągowego, to obecnie podstawowym wyzwaniem staje się zależność od sprawności całego łańcucha dostaw, obejmującego wydobycie, skraplanie, żeglugę, ubezpieczenia, regazyfikację, magazynowanie i wewnątrzeuropejską dystrybucję surowca. Wojna z udziałem Iranu oddziałuje właśnie na ten łańcuch jako całość.

Najbardziej bezpośredni wymiar tego wpływu dotyczy ropy. Europa wciąż importuje niemal całość zużywanej ropy (c. 96%), a zatem pozostaje wyjątkowo wrażliwa na każdy szok cenowy wywołany napięciem w regionie Zatoki Perskiej. W warunkach wojny w Iranie znaczenie ma jednak nie tylko fizyczne ryzyko ograniczenia eksportu z samego Iranu, lecz przede wszystkim ryzyko destabilizacji całego obszaru, przez który przechodzi istotna część światowego handlu ropą i produktami ropopochodnymi. Nawet jeżeli nie dochodzi do pełnej blokady kluczowych szlaków, sam wzrost premii za ryzyko wystarcza, aby podnieść ceny frachtu, ubezpieczeń, finansowania handlu i zapasów operacyjnych. Dla Europy oznacza to, że ropa staje się droższa nie tylko jako surowiec, lecz również jako usługa logistyczna. W rezultacie kryzys bliskowschodni szybko przenosi się na ceny paliw, koszty transportu, inflację i warunki funkcjonowania przemysłu.

Jeszcze ważniejszy z perspektywy transformacji jest jednak wymiar gazowy. Po 2022 roku Europa zdołała ograniczyć zależność od rosyjskiego gazu rurociągowego, ale nie zastąpiła jej autonomią. W praktyce zamieniła starą zależność na nową konfigurację opartą na LNG, w której centralną rolę odgrywają dostawy ze Stanów Zjednoczonych, skąd wolumen importu wzrósł z 27% LNG w 2021 r. do 44% w 2023 r. [46], a regazyfikacja amerykańskiego gazu tylko w Europie wschodniej i południowej następuje już z trzech kierunków poprzez porty w Polsce, Chorwacji i Grecji.



Transgraniczna gwarantowana przepustowość przesyłowa gazu między Ukrainą a UE oraz terminale LNG.

Źródło: Ukraiński operator sieci przesyłowych

Z punktu widzenia bezpieczeństwa był to ruch racjonalny i konieczny. Ze strukturalnego punktu widzenia oznacza on jednak przesunięcie ciężaru z relacji bilateralnej z Rosją na relację z globalnym rynkiem gazu oraz z amerykańskim sektorem eksportowym. Europa stała się bardziej odporna na szantaż jednego dostawcy, ale jednocześnie bardziej podatna na wahania cen światowych, konkurencję z Azją i zakłócenia w transporcie morskim. Wojna w Iranie działa tu jak katalizator, ponieważ każde napięcie na Bliskim Wschodzie może zmieniać globalne przepływy LNG, zwiększać popyt awaryjny w Azji i podnosić europejską cenę bezpieczeństwa.

To prowadzi do głębszego problemu. Europejski gaz w coraz większym stopniu przestaje być towarem regionalnym, a staje się częścią globalnego systemu arbitrażu. Dostawy trafiają tam, gdzie cena jest wyższa, ryzyko polityczne niższe, a marża atrakcyjniejsza. Oznacza to, że bezpieczeństwo gazowe Europy zależy już nie tylko od posiadania terminali LNG, lecz także od zdolności konkurowania cenowego z innymi importerami. W czasie

wojny w Iranie ta logika nasila się, ponieważ rynek zaczyna wyceniać nie tylko stan bieżącej podaży, ale również oczekiwanie przyszłych zakłóceń. TTF reaguje więc nie tylko na fizyczny niedobór, lecz także na przewidywany stres systemowy. Dla państw europejskich jest to zasadnicza zmiana jakościowa. Bezpieczeństwo energetyczne nie polega już wyłącznie na zapewnieniu fizycznego surowca, lecz na utrzymaniu zdolności do finansowego przyciągania tego surowca do Europy.

Stąd rosnąca zależność od USA ma charakter znacznie szerszy niż tylko handlowy. Obejmuje ona także politykę przemysłową, strategię inwestycyjną i relacje transatlantyckie. Amerykański sektor LNG zyskał po 2022 roku bardzo silny bodziec do rozwoju dzięki popytowi europejskiemu, a Europa potraktowała import z USA jako filar bezpieczeństwa przejściowego. Ten układ jest jednak obciążony wewnętrzną sprzecznością. Unia Europejska deklaruje przyspieszenie dekarbonizacji i stopniowe ograniczanie roli gazu w długim horyzoncie, podczas gdy dla części amerykańskich aktorów politycznych i gospodarczych Europa pozostaje strategicznym rynkiem zbytu dla długoterminowego eksportu LNG. Im dłużej Europa potrzebuje gazu jako paliwa przejściowego, tym silniej wzmacnia amerykańską bazę eksportową. Im szybciej chce od gazu odchodzić, tym bardziej komplikuje ekonomiczną logikę nowych kontraktów i inwestycji infrastrukturalnych. W rezultacie napięcie między dekarbonizacją a bezpieczeństwem nie przebiega już tylko wewnątrz Europy, lecz również na osi USA i UE.

Wojna w Iranie może te napięcia pogłębiać. W krótkim okresie wzmacnia ona argument za utrzymywaniem wysokiego importu LNG i budową dodatkowych buforów bezpieczeństwa. W średnim okresie może jednak utrwaląć polityczne uzależnienie Europy od gazu jako paliwa stabilizującego system. Jeżeli każdy kolejny szok geopolityczny zwiększa skłonność państw członkowskich do traktowania gazu jako niezbędnego zabezpieczenia transformacji, to przejściowość tego paliwa może się wydłużać. Wówczas dekarbonizacja nie zostaje zatrzymana wprost, ale staje się bardziej kosztowna, bardziej politycznie kontestowana i silniej uzależniona od zewnętrznych kompromisów geostrategicznych.

Dlatego kluczowym problemem dla Europy nie jest dziś wyłącznie dywersyfikacja dostaw, lecz przebudowa odporności całych łańcuchów dostaw węglowodorów na okres przejściowy. Dotyczy to zarówno ropy, jak i gazu. W przypadku ropy Europa musi myśleć nie tylko o kierunkach importu, lecz także o odporności rafinerijnej, dostępności produktów gotowych, rezerwach strategicznych i zdolności do szybkiego przekierowywania dostaw

diesla i paliwa lotniczego. W przypadku gazu konieczne staje się myślenie systemowe, obejmujące kontrakty, terminale, połączenia międzysystemowe, zdolności regazyfikacyjne, magazyny, elastyczność popytu oraz mechanizmy solidarnościowe. Wojna w Iranie pokazuje, że europejska luka bezpieczeństwa może pojawić się nie tylko na poziomie surowca, ale równie dobrze na poziomie logistyki, cen referencyjnych, ubezpieczeń morskich albo dostępności ładunków w odpowiednim momencie sezonu.

W tym kontekście szczególnego znaczenia nabiera rola magazynów gazu. Dotychczas traktowano je głównie jako instrument sezonowego bilansowania rynku i ochrony przed skokami popytu zimowego. W nowych warunkach stają się one elementem geopolitycznej amortyzacji systemu. Im bardziej Europa polega na LNG i na globalnych przepływach gazu, tym ważniejsze staje się posiadanie dużych pojemności magazynowych, które pozwalają oddzielić chwilowy szok zewnętrzny od natychmiastowej paniki rynkowej. W tym sensie przyszła rola ukraińskich magazynów gazu może okazać się strategiczna. Ukraina dysponuje dużą infrastrukturą magazynową, położoną relatywnie blisko rynków Europy Środkowej. Jeżeli po wojnie zostanie ona trwale włączona w europejską architekturę energetyczną, może stać się jednym z najważniejszych buforów dla regionu. Byłaby to zmiana o znaczeniu znacznie wykraczającym poza samą Ukrainę. Oznaczałaby bowiem, że Europa zaczyna budować odporność nie tylko poprzez dywersyfikację kierunków importu, lecz także poprzez zwiększanie własnej zdolności do absorpcji szoków.

Ma to istotne znaczenie zwłaszcza dla Europy Środkowo-Wschodniej. Państwa tego regionu pozostają bardziej wrażliwe na gwałtowne zmiany cen energii, ponieważ mają relatywnie wyższą energochłonność, większy udział paliw kopalnych w gospodarce i mniejszy margines fiskalny do długiego amortyzowania szoków. Dla Polski problem ma charakter szczególnie wyraźny. Z jednej strony kraj uniezależnił się od rosyjskiego gazu i zbudował nowe filary bezpieczeństwa dostaw. Z drugiej jednak nadal pozostaje silnie związany z rynkiem ropy, paliw płynnych i ceną gazu jako surowca wpływającego na cały europejski system energetyczny. Wojna w Iranie nie musi więc prowadzić do bezpośredniego niedoboru surowca w Polsce, aby istotnie pogorszyć warunki bezpieczeństwa energetycznego. Wystarczy, że trwale podniesie koszt dostaw, zwiększy zmienność cen i osłabi konkurencyjność europejskiego przemysłu.

Właśnie dlatego obecny etap transformacji wymaga bardziej realistycznego rozumienia odporności. Nie może ona oznaczać wyłącznie przyspieszenia rozwoju odnawialnych źródeł

energii, choć jest to konieczne. Musi również oznaczać budowę zdolności do funkcjonowania w świecie, w którym paliwa kopalne pozostają jeszcze przez długi czas niezbędne, ale ich dostawy są bardziej polityczne, bardziej kosztowne i bardziej podatne na zakłócenia.

Sama Unia Europejska potrzebuje więc podwójnej strategii. Z jednej strony powinna przyspieszać inwestycje, które docelowo ograniczą importochłonność systemu energetycznego. Z drugiej strony musi uznać, że w okresie przejściowym bezpieczeństwo zależy od jakości zarządzania pozostałą zależnością od węglowodorów. Wojna w Iranie dobitnie pokazuje, że ten okres przejściowy nie będzie neutralnym pomostem między starym a nowym modelem energetycznym. Będzie fazą ostrej konkurencji o surowce, o bezpieczeństwo szlaków, o elastyczność infrastruktury i o polityczne prawo do definiowania tempa transformacji. Dla Europy oznacza to, że transformacja nie może być prowadzona w oderwaniu od geopolityki. Jeżeli ma zwiększać realną autonomię, musi jednocześnie redukować podatność na zewnętrzne szoki cenowe, ograniczać znaczenie wąskich gardeł logistycznych i wzmacniać europejską zdolność do przechowywania, przekierowywania i oszczędzania energii w warunkach kryzysowych. Inaczej każdy kolejny konflikt na Bliskim Wschodzie będzie nie tylko podnosił ceny, lecz także podważał polityczne podstawy europejskiej transformacji.

V. Rzeczpospolita: skutki bezpośrednie i pośrednie, oraz wybory polityczne w krótkim, średnim i długim terminie

5.1. Ropa i paliwa: bezpieczeństwo dostaw versus bezpieczeństwo cen i logistyki

W pierwszej fazie obecnego kryzysu której z początkiem marca 2026 r. jesteśmy świadkami kluczowe jest rozdzielenie dwóch porządków, które w debacie publicznej często się zlewają: ciągłości fizycznych dostaw oraz bezpieczeństwa cen i logistyki produktów gotowych. Z perspektywy Polski pierwsza warstwa w krótkim horyzoncie może pozostać względnie stabilna dzięki dotychczasowej architekturze importowej i magazynowej. PERN, operator polskiego systemu naftowego zadeklarował, że dostawy realizowane są zgodnie z harmonogramem, a infrastruktura pracuje bez zakłóceń, przy jednoczesnym stałym monitoringu sytuacji [47]. Jednocześnie Naftoport w Gdańsku ma pozostawać w pełnej gotowości operacyjnej i być przygotowany do odbioru ropy z dowolnego kierunku, a trwająca inwestycja w dodatkowe stanowisko przeładunkowe ma dalej wzmacniać zdolności terminalu. Stanowi to fundament krótkoterminowego bezpieczeństwa paliwowego na poziomie „czy ropa dopłynie”, niezależnie od zakłóceń na globalnych szlakach eksportowych [48].

Druga warstwa jest mniej intuicyjna, ale zwykle bardziej dotkliwa społecznie i politycznie: to nie tyle cena baryłki ropy, ile ceny paliw gotowych, marże rafineryjne oraz zdolność rynku do dowiezienia fizycznych ładunków diesla i paliwa lotniczego w odpowiednim czasie, do odpowiednich miejsc. W logice wojennej podnoszącej premie za ubezpieczenia rynek może przejść w tryb, w którym produkt gotowy drożeje szybciej niż ropa, bo rośnie koszt dostarczenia go rozumiany jako suma ryzyka, frachtu, ubezpieczenia, czasu, dostępności statków, a także obaw o ciągłość pracy rafinerii w regionach objętych eskalacją. W Polsce tę zależność wyjątkowo wyostreża struktura popytu: olej napędowy jest paliwem gospodarki, a nie tylko transportu, więc skok jego cen przenosi się na koszty logistyki, usług, budownictwa i ostatecznie na inflację. Dlatego też krótkoterminowo większe znaczenie ma dostępność mocy rafineryjnych, w tym w regionie Zatoki Perskiej, których ograniczenie przełożyć się może na wzrost cen gotowych paliw relatywnie silniejszy niż sam wzrost ceny ropy [49]. To zaś może przesunąć środek ciężkości z pytania, ile kosztuje ropa, na pytanie o to ile kosztuje gotowy diesel i czy da się go dowieźć.

W obecnej fazie kryzysu energetycznego wywołanego eskalacją w Iranie Bałtyk jest rynkiem peryferyjnym w sensie żeglugowym, a to oznacza podatność na zjawisko przekierowań. Jeżeli globalna podaż ładunków jest napięta, sprzedający może zrzucić produkt w portach Europy Zachodniej i szybciej wrócić po kolejny ładunek, zamiast płynąć głębiej na Bałtyk, co wydłużałoby rejs statek. W praktyce tworzy to mechanizm premii cenowej dla odbiorców w regionie Morza Bałtyckiego, bo o ładunki trzeba konkurować stricte ceną, a nie argumentem geograficznym. Ten efekt może być silniejszy niż sama zmiana ceny ropy, bo dotyczy wprost fizycznej dostępności frachtu, okien przeładunkowych i opłacalności rejsu [50]. W warunkach rosnących stawek ubezpieczeniowych i frachtowych [51] presja na płacenie za pierwszeństwo rozładunku jest strukturalna i zwykle nie znika szybko nawet po chwilowym uspokojeniu cen ropy.

Wreszcie, dochodzi element trzeciego rzędu, ale bardzo realny: planowane postoje remontowe w rafineriach Orlenu w Płocku [52] oraz czeskich Kralupach [53]. W normalnych warunkach prace takie są zarządzalnym wydarzeniem technicznym, lecz w warunkach globalnego napięcia paliwowego stają się mnożnikiem ryzyka. Jeżeli jednocześnie rosną marże, rosną obawy o ciągłość pracy części rafinerii w regionach zagrożonych, a europejskie jak również amerykańskie i azjatyckie rynki rafinacji produktów średnich destylatów (diesel, jet) są obecnie pod presją [54], to każde wyłączenie mocy krajowych lub w jej bezpośrednim otoczeniu może zwiększać wrażliwość cenową Polski. Nie oznacza to ryzyka natychmiastowego diesla na stacjach, ale oznacza wyższą zmienność cen hurtowych i detalicznych oraz większą podatność na okresowe epizody panicznego popytu.

5.2. Gaz, energia i przemysł: skutki cenowe z rynku europejskiego

W gazie i energii elektrycznej Polska jest dziś bardziej wrażliwa na ceny w Europie niż na fizyczny udział konkretnego kierunku importowego w krajowym portfelu. Wynika to z tego, że europejski rynek gazu jest silnie zintegrowany cenowo, a TTF jest punktem odniesienia dla wielu kontraktów i wycen w Europie. Cena TTF stała się głównym europejskim benchmarkiem; rośnie lub spada nie tylko od fizycznych niedoborów, ale też od oczekiwań dotyczących bilansu rynku, ryzyk logistycznych i konkurencji o LNG. W pierwszych dniach marca br. rynek zareagował gwałtownie na doniesienia z Bliskiego Wschodu, co wprost pokazała skala ruchu cenowego w Europie [55]. Dla Polski oznacza to natychmiastową transmisję ryzyka: nawet jeśli fizycznie nie brakuje gazu, to rosną koszty krańcowe

wytwarzania energii oraz rosną koszty dla przemysłu, który kupuje energię lub gaz po cenach indeksowanych do rynku.

Kluczowy jest też kalendarz sezonowy. Europa wchodzi w sezon zatłaczania (wiosna i lato), kiedy magazyny powinny być uzupełniane przed kolejną zimą. Jeżeli poziomy magazynów po zimie są niskie, presja na pozyskanie LNG rośnie, a wraz z nią cena, bo Europa konkuruje o te same ładunki z Azją. W takim układzie Polska płaci cenę europejską niezależnie od tego, czy w danym momencie sprowadza LNG z jednego, czy z innego kierunku. Dodatkowo, obowiązek utrzymywania odpowiednich poziomów zapełnienia magazynów w UE ma ramy regulacyjne, które w czasie kryzysu wymuszają zakupy i mogą wzmacniać presję cenową, jeśli rynek uzna, że wszyscy muszą kupować w tym samym czasie [56].

Najbardziej materialny dla bieżącego kryzysu jest fakt, że doszło już do ubytku podaży LNG w skali globalnej poprzez zatrzymanie produkcji w Katarze po ataku na największy na świecie kompleks LNG Ras Laffan. Jeżeli ubytek utrzyma się dłużej niż epizodycznie, europejski rynek gazu będzie musiał bić się o ładunki ceną z rynkami azjatyckimi, a to oznacza trwałą presję na koszty w energetyce i przemyśle. Skutki w Polsce najmocniej ujawniają się w sektorach wrażliwych: chemii i nawozach (gdzie gaz jest zarówno paliwem, jak i surowcem), w przemyśle energochłonnym oraz w łańcuchach żywnościowych, bo jak już była mowa wcześniej, koszty nawozów i energii przenoszą się na ceny rolne i transport.

Warto też podkreślić różnicę w dynamice między ropą a gazem. Ropa ma większy bufor magazynowy globalnie, a kraje utrzymują obowiązkowe zapasy ropy i paliw. Gaz w Europie jest bardziej „na styk”, bo magazyny są sezonowe i ich poziom nie daje pełnej ochrony, jeżeli konkurencja o LNG trwa wiele miesięcy. Dlatego w polskich warunkach gaz jest często szybszym kanałem uderzenia w koszty energii i przemysłu, nawet jeśli debata publiczna koncentruje się na cenie ropy.

5.3. Priorytety działań państwa polskiego: krótkoterminowe stabilizowanie, średnioterminowa odporność, długoterminowa redukcja ekspozycji

W krótkim wymiarze czasowym nadrzędnym zadaniem państwa polskiego winno być zarządzanie przepływami i oczekiwaniami, a nie tylko monitoring cen detalicznych i dla przemysłu. W praktyce oznacza to gotowość do użycia zapasów zgodnie z europejskimi ramami utrzymywania minimalnych zapasów ropy i paliw, jeśli rynek produktów gotowych zacznie się blokować logistycznie lub cenowo [57]. Równolegle konieczne jest śledzenie

rynku ubezpieczeń i frachtu, bo to one w tym kryzysie pełnią rolę zaworu: nawet przy dostępnej ropie lub paliwie, brak ubezpieczalności rejsu albo skok stawek może fizycznie ograniczać liczbę ładunków docierających do Polski. W takim środowisku priorytetyzacja dotyczy przede wszystkim paliw gotowych, zwłaszcza diesla, oraz logistyki ich dowozu. Czysto komunikacyjnie, równie ważna jest dyscyplina przekazu, żeby nie wywołać popytu panikarskiego, bo on potrafi w kilka dni przekształcić problem cenowy w problem dostępności na stacjach.

W średnim wymiarze czasowym, jeżeli kryzys utrzyma się tygodniami lub miesiącami, państwo musi przejść z trybu reaktywnego do trybu gotowości do przebudowy odporności paliwowej w trzech wymiarach.

Pierwszy dotyczy zdolności importu produktów gotowych. Wąskie gardła w sytuacjach napięć rynkowych pojawiają się często nie na poziomie ropy, lecz na poziomie diesla i paliwa lotniczego, które są bardziej podatne na regionalne niedobory i wahania mocy rafineryjnych. Oznacza to konieczność utrzymywania zdolności do szybkiego zwiększenia importu produktów przez porty morskie oraz integracji z europejskim rynkiem handlu paliwami. W praktyce odporność w tym wymiarze zależy od przepustowości terminali produktowych, elastyczności kolejowej i rurociąkowej oraz zdolności do dywersyfikacji kierunków dostaw, pierwszej kolejności najpewniej z północno-zachodniej Europy oraz Stanów Zjednoczonych.

Drugi wymiar to odporność rafineryjna i magazynowa. W polskich warunkach oznacza to przede wszystkim zdolność dwóch głównych rafinerii w Płocku i Gdańsku do pracy przy zmiennych mieszankach surowca oraz utrzymywanie wysokiej elastyczności technologicznej instalacji konwersyjnych, takich jak hydrokraking czy instalacje odsiarczania, które pozwalają przerabiać różne gatunki ropy importowane drogą morską. Równolegle kluczowa jest rola systemu magazynowego PERN oraz zapasów utrzymywanych przez Rządową Agencję Rezerw Strategicznych, które umożliwiają czasowe buforowanie rynku w sytuacji zakłóceń logistycznych lub postoju części instalacji rafineryjnych. W praktyce oznacza to utrzymywanie odpowiednio wysokich zapasów ropy i produktów gotowych w bazach magazynowych oraz zdolność do szybkiego uwolnienia tych wolumenów na rynek, tak aby krótkotrwałe zakłócenie podaży przekładało się przede wszystkim na zmienność cen, a nie na fizyczny niedobór paliw.

Trzeci wymiar dotyczy scenariuszy długotrwałego ograniczenia kluczowych szlaków transportowych. W takim przypadku problemem nie jest jednorazowy skok cen, lecz trwała

premia ryzyka wbudowująca się w koszty transportu, ubezpieczeń i finansowania handlu surowcami. Jeżeli napięcia utrzymują się przez dłuższy czas, koszty logistyczne stają się elementem strukturalnym ceny energii. Z tego powodu polityka publiczna powinna zakładać, że część wzrostów cen nie znika automatycznie wraz z deeskalacją konfliktu, ponieważ rynki ubezpieczeniowe i frachtowe odzyskują gotowość do podejmowania ryzyka znacznie wolniej niż rynki finansowe reagują na pierwsze sygnały stabilizacji.

W długim terminie obecny kryzys wzmacnia argument o redukowaniu ekspozycji gospodarki na ryzyko ropy i gazu, ale bez uproszczeń w stylu zamiany jednej zależności na drugą. Z jednej strony, ograniczanie wrażliwości na szoki ropne oznacza elektryfikację rosnącej części transportu i procesów przemysłowych tam, gdzie to możliwe, oraz budowę stabilnych mocy dyspozycyjnych i sieci elektroenergetycznych, bo wtedy mniejsza część PKB zależy od cen paliw płynnych. Z drugiej strony, trzeba wprost zarządzać ryzykami łańcuchów dostaw technologii niskoemisyjnych i infrastruktury, bo one także mają swoje koncentracje geograficzne i podatności. W praktyce długoterminowa strategia nie powinna obiecywać braku ryzyka, tylko powinna przesuwac profil ryzyka z paliw importowanych przez wrażliwe szlaki na zestaw bardziej rozproszonych, kontrolowalnych wewnętrznie zasobów i technologii.

Osobnym, koniecznym wątkiem jest wymiar korporacyjny i prawno-kontraktowy, bo w tej eskalacji ryzyko geopolityczne nie zachowuje się jak rzadki wyjątek, tylko jak normalna zmienna biznesowa. W sytuacji, gdy ryzyko ubezpieczeniowe potrafi w kilka dni de facto wyłączyć żeglugę w sensie komercyjnym, samo powoływanie się na klauzule siły wyższej (force majeure) lub nadzwyczajnej zmiany okoliczności (hardship) nie zabezpiecza interesów przedsiębiorstw, jeśli nie stoi za tym realne planowanie scenariuszowe: alternatywne łańcuchy dostaw, elastyczność portfela, zdolność do szybkiego przeindeksowania wolumenów i mechanizmy rozwiązywania sporów.

Dodatkową komplikacją jest rosnąca rozbieżność reżimów sankcyjnych i podejść politycznych między USA i UE, która może zmieniać kryteria zgodności prawnej (compliance) i wykonalność kontraktów w trakcie trwania jednego kryzysu [58]. To oznacza, że zarówno państwo jak i spółki sektora prywatnego, oprócz działań stricte energetycznych, powinny podnosić kompetencje analityczne i prawne dotyczących ryzyka geopolitycznego, bo w przeciwnym razie koszty kryzysu wrócą do gospodarki przez spory, przerwane łańcuchy dostaw i utratę płynności.

Podsumowanie

Obecna eskalacja wokół Iranu odsłania jedną z najważniejszych charakteryzujących współczesne systemy energetyczne: ich stabilność w coraz mniejszym stopniu zależy od wielkości dostępnych zasobów surowców, a w coraz większym od zdolności do ich bezpiecznego transportu, finansowania i dystrybucji w skali globalnej. W regionie Zatoki Perskiej skoncentrowana jest wciąż ogromna część światowych zdolności eksportowych ropy i gazu. Choć w długim horyzoncie region ten będzie stopniowo tracił względne znaczenie wraz ze spowalnianiem wzrostu popytu na paliwa kopalne, postępującą dekarbonizacją gospodarek oraz zbliżaniem się globalnego popytu na ropę do poziomu szczytowego, w perspektywie najbliższych dekad pozostanie jednym z kluczowych filarów podaży energii na świecie. Wynika to zarówno ze skali istniejących zasobów, jak i z bardzo niskich kosztów wydobycia, które sprawiają, że producenci z Zatoki będą należeli do ostatnich konkurencyjnych dostawców ropy i gazu w globalnym systemie energetycznym. Jednocześnie infrastruktura umożliwiająca ich transport do odbiorców na innych kontynentach opiera się na kilku wąskich punktach przejścia, z których najważniejszym jest cieśnina Ormuz. W praktyce oznacza to, że nawet częściowa destabilizacja tej przestrzeni wpływa nie tylko na rynek energii, lecz na całą architekturę globalnej gospodarki.

Kryzys energetyczny wywołany eskalacją militarną w Iranie pokazuje również, jak silnie współczesne rynki energii reagują na ryzyko logistyczne i finansowe. Wzrost kosztów ubezpieczenia transportu, ograniczenie dostępności statków, zakłócenia sygnałów nawigacyjnych czy ryzyko ataków na infrastrukturę portową powodują, że globalny handel surowcami może zostać spowolniony jeszcze zanim nastąpi fizyczny spadek produkcji. Rynek energii reaguje więc na oczekiwania uczestników handlu oraz na ocenę ryzyka, a nie tylko na wielkość wydobycia. To przesunięcie punktu ciężkości z geologii na logistykę stanowi jedną z najbardziej istotnych zmian w funkcjonowaniu współczesnego systemu energetycznego.

Równocześnie konflikt wokół Iranu przyspiesza proces przekształcania globalnej geopolityki energii. W ciągu ostatniej dekady Stany Zjednoczone przeszły od pozycji największego importera węglowodorów do roli jednego z najważniejszych eksporterów ropy i gazu na świecie. Rozwój wydobycia z formacji łupkowych oraz infrastruktury eksportowej LNG sprawił, że amerykańska produkcja stała się jednym z głównych źródeł elastycznej podaży na rynku globalnym. W sytuacji kryzysu w regionie Zatoki Perskiej

znaczenie tej podaży dodatkowo rośnie, ponieważ jest ona geograficznie oddzielona od obszaru konfliktu i może częściowo kompensować ograniczenia w handlu z Bliskiego Wschodu. Jednocześnie zdolność do szybkiego zwiększania produkcji pozostaje ograniczona przez cykl inwestycyjny sektora energetycznego, który wymaga czasu na rozwój nowych odwiertów oraz infrastruktury eksportowej.

Kryzys ten szczególnie wyraźnie pokazuje także rosnące znaczenie rynku LNG w globalnym energetycznym systemie naczyń połączonych. Handel gazem skroplonym przekształcił w ostatnich latach rynek gazu z układu regionalnego w system globalny. Jednocześnie jednak koncentracja produkcji w niewielkiej liczbie państw eksportujących sprawia, że zakłócenia w jednym z głównych węzłów infrastrukturalnych natychmiast wpływają na równowagę całego rynku. W efekcie państwa importujące LNG coraz częściej znajdują się w bezpośredniej konkurencji o dostępne ładunki. Ta rywalizacja jest szczególnie widoczna pomiędzy Europą a Azją, gdzie zapotrzebowanie na gaz rośnie równoległe z transformacją energetyczną i elektryfikacją gospodarki.

Dla Europy obecna sytuacja stanowi istotny test modelu bezpieczeństwa energetycznego wypracowanego po 2022 roku. Odejście od importu rosyjskich surowców zmusiło państwa europejskie do szybkiej dywersyfikacji dostaw, przede wszystkim poprzez rozwój infrastruktury LNG. Model ten zwiększył elastyczność systemu, lecz jednocześnie uzależnił znaczną część kontynentu od globalnego rynku gazu. W praktyce oznacza to, że napięcia w odległych regionach świata mogą bezpośrednio wpływać na ceny energii elektrycznej i koszty funkcjonowania przemysłu w Europie.

W przypadku Polski obecny kryzys potwierdza znaczenie inwestycji w dywersyfikację infrastruktury energetycznej. Terminal LNG w Świnoujściu, połączenia gazowe z Norwegią oraz rozwinięta infrastruktura importowa ropy w Gdańsku znacząco zmniejszają ryzyko fizycznego przerwania dostaw energii. Jednocześnie globalny charakter rynku węglowodorów sprawia, że polska gospodarka pozostanie wrażliwa na zmiany cen paliw i gazu wynikające z napięć geopolitycznych. Szczególne znaczenie ma tu rynek oleju napędowego oraz gazu ziemnego, które bezpośrednio wpływają na koszty transportu, produkcji przemysłowej oraz funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Najważniejsza lekcja dla energetyki płynąca z obecnego kryzysu w Iranie dotyczy jednak długofalowej ewolucji systemów energetycznych. W najbliższych dekadach węglowodory pozostaną podstawą funkcjonowania światowej gospodarki, lecz ich transport będzie coraz

silniej uzależniony od stabilności infrastruktury logistycznej oraz bezpieczeństwa szlaków morskich. Jednocześnie transformacja energetyczna będzie zmieniała strukturę popytu na surowce, zwiększając znaczenie energii elektrycznej oraz nowych technologii energetycznych. W rezultacie bezpieczeństwo energetyczne państw będzie coraz bardziej zależeć od zdolności do zarządzania złożonym systemem globalnych łańcuchów dostaw, obejmujących zarówno tradycyjne surowce energetyczne, jak i technologie niskoemisyjne.

Konflikt wokół Iranu pokazuje, że w takiej rzeczywistości geopolityka energii nie znika wraz z transformacją energetyczną, lecz zmienia swoją formę. Rywalizacja państw dotyczy już nie tylko dostępu do zasobów, lecz także kontroli nad infrastrukturą transportową, zdolności eksportowych oraz technologii umożliwiających przetwarzanie i dystrybucję energii. W tym sensie obecny kryzys jest nie tylko epizodem regionalnym, lecz także zapowiedzią przyszłych napięć, które będą kształtować globalny system energetyczny w nadchodzących dekadach.

Bibliografia

- [1] El Wardany, S., & Lua, N. (2 marca 2026). Saudi Arabia's biggest oil refinery halts after drone attack. Bloomberg. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2026-03-02/saudi-arabia-s-ras-tanura-refinery-shuts-down-after-drone-attack>
- [2] El Wardany, S., & Lua, N. (2 marca 2026). Saudi Arabia's biggest oil refinery halts after drone attack. Bloomberg. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2026-03-02/saudi-arabia-s-ras-tanura-refinery-shuts-down-after-drone-attack>
- [3] Farchy, J., Longley, A., Rocha, P. A., Gorrivan, C., & Lee, J. (2 marca 2026). European gas rallies more than 30% as Qatar halts LNG production. Bloomberg. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2026-03-02/european-gas-rallies-more-than-30-as-qatar-halts-lng-production>
- [4] Międzynarodowa Agencja Energetyczna. (2026). Strait of Hormuz: Oil security and emergency response. <https://www.iea.org/about/oil-security-and-emergency-response/strait-of-hormuz>
- [5] TTF (Title Transfer Facility) to wirtualny punkt handlowy gazu w Holandii, którego notowania są powszechnie wykorzystywane jako europejski benchmark cen gazu ziemnego.
- [6] U.S. Energy Information Administration. (2024). The Strait of Hormuz is the world's most important oil transit chokepoint. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65504>
- [7] Rystad Energy. (8 września 2025). Chokepoints under pressure: The fragile lifelines of global energy. <https://www.rystadenergy.com/news/chokepoints-under-pressure-fragile-lifelines-global-energy>
- [8] Fitch Ratings. (5 marca 2026). Exposure of Middle East sovereigns to Hormuz closure varies. <https://www.fitchratings.com/research/sovereigns/exposure-of-middle-east-sovereigns-to-hormuz-closure-varies-05-03-2026>
- [9] U.S. Energy Information Administration. (23 stycznia 2025). Iran Country Analysis Brief. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/IRN>
- [10] U.S. Energy Information Administration. (16 czerwca 2025). Amid regional conflict, the Strait of Hormuz remains critical oil chokepoint. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65504>
- [11] Insurance Business. (4 marca 2026). War risk cover expires today for shipping as risks escalate. <https://www.insurancebusinessmag.com/us/news/breaking-news/war-risk-cover-expires-today-for-shipping-as-risks-escalate-567421.aspx>

- [12] Chow, E., & Lerh, J. (2 marca 2026). Marine insurers cancel war risk cover as Iran conflict escalates. Insurance Journal. <https://www.insurancejournal.com/news/international/2026/03/02/860022.htm>
- [13] Kpler. (2026). Strait of Hormuz disruption: vessels waiting, diverting or trapped. <https://www.kpler.com/blog/strait-of-hormuz-disruption-which-container-vessels-are-trapped-waiting-or-diverting>
- [14] Miller, G. (2 marca 2026). Crude tanker rates in unchartered territory; VLCC index tops \$420K. Lloyd's List. <https://www.lloydslist.com/LL1156492/Crude-tanker-rates-in-unchartered-territory-VLCC-index-tops-420K>
- [15] Lloyd's List. (2 marca 2026). Shipowners weigh up risk of dark Hormuz transits. <https://www.lloydslist.com/LL1156491/Shipowners-weigh-up-risk-of-dark-Hormuz-transits>
- [16] Lloyd's List. (4 marca 2026). Around 200 compliant tankers stranded as Strait of Hormuz closure freezes Gulf traffic. <https://www.lloydslist.com/LL1156500/Around-200-compliant-tankers-stranded-as-Strait-of-Hormuz-closure-freezes-Gulf-traffic>
- [17] U.S. Energy Information Administration. (12 października 2023). Iraq Country Analysis Brief. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/IRQ>
- [18] Fitch Ratings. (5 marca 2026). Exposure of Middle East sovereigns to Hormuz closure varies. <https://www.fitchratings.com/research/sovereigns/exposure-of-middle-east-sovereigns-to-hormuz-closure-varies-05-03-2026>
- [19] TGS. (2020). How do shut-ins impact well performance? <https://www.tgs.com/well-and-subsurface-intel/how-do-shut-ins-impact-well-performance>
- [20] Fujairah Oil Industry Zone. (b.d.). Fujairah Oil Industry Zone. <https://foiz.gov.ae>
- [21] International Energy Agency. (2024). Oil Market Report. <https://www.iea.org/reports/oil-market-report>
- [22] International Energy Agency. (październik 2024). Oil Market Report – October 2024. <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-october-2024>
- [23] U.S. Department of Energy. (2024). Strategic Petroleum Reserve inventory. <https://www.energy.gov/ceser/strategic-petroleum-reserve>
- [24] International Energy Agency. (2025). Oil 2025: Analysis and forecast to 2030. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c0087308-f434-4284-b5bb-bfaf745c81c3/Oil2025.pdf>

- [25] Reuters. (19 czerwca 2025). Mideast conflict turbocharges diesel prices, squeezing Europe. <https://www.reuters.com/markets/commodities/mideast-conflict-turbocharges-diesel-prices-squeezing-europe-2025-06-19>
- [26] S&P Global Commodity Insights. (2 marca 2026). European diesel jumps over \$100/mt amid Middle East tensions. <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/refined-products/030226-european-diesel-jumps-over-100mt-amid-middle-east-tensions>
- [27] European Commission. (2023). Emergency oil stocks directive. https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/oil-security/emergency-oil-stocks_en
- [28] Shell. (2024). Shell LNG outlook 2024. <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2024.html>
- [29] S&P Global Commodity Insights. (12 kwietnia 2022). Infographic: Where do Qatar liquefied natural gas exports go? <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/lng/041222-infographic-where-do-qatar-liquefied-natural-gas-exports-go-europe-asia>
- [30] QatarEnergy LNG. (2026). About QatarEnergy LNG. <https://www.qatarenergylng.qa/english/About-Us>
- [31] Gas Exporting Countries Forum. (2023). Global Gas Outlook 2050. <https://www.gecf.org/Publications-Data/Global-Gas-Outlook-2050>
- [32] International Energy Agency. (31 października 2023). What drives natural gas price volatility in Europe and beyond? <https://www.iea.org/commentaries/what-drives-natural-gas-price-volatility-in-europe-and-beyond>
- [33] MBF Group SA. (14 stycznia 2025). Fertilizers: Market situation in 2025 and analysis of price forecasts. <https://mbfgroup.pl/en/fertilizers-market-situation-in-2025-and-analysis-of-price-forecasts>
- [34] U.S. Energy Information Administration. (16 kwietnia 2025). U.S. crude oil production rose by 2% in 2024. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65024>
- [35] U.S. Energy Information Administration. (28 listopada 2025). Natural Gas Annual 2024. <https://www.eia.gov/naturalgas/annual>
- [36] U.S. Energy Information Administration. (11 lipca 2024). Global trade in liquefied natural gas continued to grow in 2023. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=62464>
- [37] Hamamciyan, L. S. (2025). The impact of U.S. shale oil production on the global oil market. University of Piraeus. <https://dione.lib.unipi.gr/xmlui/bitstream/handle/unipi/18713/Hamamciyan.pdf>

- [38] American Security Project. (2025). Strategic implications of U.S. LNG exports. <https://www.americansecurityproject.org/wp-content/uploads/2025/01/Ref-0298-Strategic-Implications-of-U.S.-LNG.pdf>
- [39] U.S. Energy Information Administration. (16 kwietnia 2024). China imported record amounts of crude oil in 2023. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61843>
- [40] U.S. Energy Information Administration. (16 czerwca 2025). Amid regional conflict, the Strait of Hormuz remains critical oil chokepoint. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65504>
- [41] International Energy Agency. (18 września 2019). The world can't afford to relax about oil security. <https://www.iea.org/commentaries/the-world-cant-afford-to-relax-about-oil-security>
- [42] U.S. Energy Information Administration. (23 stycznia 2025). China Country Analysis Brief. https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/China/pdf/China-2025.pdf
- [43] U.S. Energy Information Administration. (23 stycznia 2025). China Country Analysis Brief. https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/China/pdf/China-2025.pdf
- [44] Reuters. (4 marca 2026). Asia LNG price surge opens arbitrage from West to replace Qatari supply. <https://www.reuters.com/business/energy/asia-lng-price-surge-opens-arbitrage-west-replace-qatari-supply-2026-03-04>
- [45] Reuters. (2 marca 2026). Iran conflict disrupts oil supply to Asian countries dependent on Middle East. <https://www.reuters.com/world/asia-pacific/iran-conflict-disrupts-oil-supply-asian-countries-dependent-middle-east-2026-03-02>
- [46] U.S. Energy Information Administration. (29 lutego 2024). The United States remained the largest liquefied natural gas supplier to Europe in 2023. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61483>
- [47] PERN S.A. (1 marca 2026). Informacja PERN. <https://www.pern.pl/en/2026/03/01/informacja-pern>
- [48] WNP. (2 marca 2026). Zamieszanie na rynku paliw po ataku na Iran. „To nie ceny ropy są najważniejsze”. <https://www.wnp.pl/rynki/zamieszanie-na-ryнку-paliw-po-ataku-na-iran-to-nie-ceny-ropy-sa-najwazniejsze,1037726.html>
- [49] International Energy Agency. (1 marca 2026). The Middle East and Global Energy Markets. <https://www.iea.org/topics/the-middle-east-and-global-energy-markets>
- [50] Lin, X., & Pu, S. (1 maja 2024). On the efficiency impacts of berthing priority provision. Transportation Science, 58(3), 578–596. <https://doi.org/10.1287/trsc.2022.0411>

- [51] Sinha, S. (3 marca 2026). Explainer: How war risks are assessed for ships on the high seas. Financial Express. <https://www.financialexpress.com/business/news/explainernbspow-war-risks-are-assessed-for-ships-on-the-high-seas/4161436>
- [52] WNP. (19 lutego 2026). Rafinerie Orlenu staną. Tego spółka już nie uniknie. <https://www.wnp.pl/energia/rafinerie-orlenu-stana-tego-spolka-juz-nie-uniknie,1033986.html>
- [53] Reuters. (19 lutego 2026). Orlen plans maintenance at Polish and Czech refineries in 2026. <https://www.hydrocarbonprocessing.com/news/2026/02/orlen-plans-maintenance-at-polish-czech-refineries-in-2026>
- [54] Paraskova, T. (19 listopada 2025). Refining margins soar as global oil product markets tighten. OilPrice. <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Refining-Margins-Soar-as-Global-Oil-Product-Markets-Tighten.html>
- [55] Abnett, K. (4 marca 2026). EU concerned by Iran-driven energy price spike, not planning emergency response. Reuters. <https://www.reuters.com/world/middle-east/eu-concerned-by-iran-driven-energy-price-spike-not-planning-emergency-response-2026-03-04>
- [56] Rada Unii Europejskiej. (14 września 2009). Council Directive 2009/119/EC imposing an obligation on Member States to maintain minimum stocks of crude oil and petroleum products. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/119/oj/eng>
- [57] Reuters. (2 marca 2026). EU to convene gas supply meeting on Iran conflict impact. Yahoo Finance. <https://uk.finance.yahoo.com/news/eu-convene-gas-supply-meeting-134021103.html>
- [58] Savic, B. (6 czerwca 2025). Divergent U.S. and EU sanctions reflect growing Western geopolitical rift. GIS Reports Online. <https://www.gisreportsonline.com/r/us-eu-sanctions/>