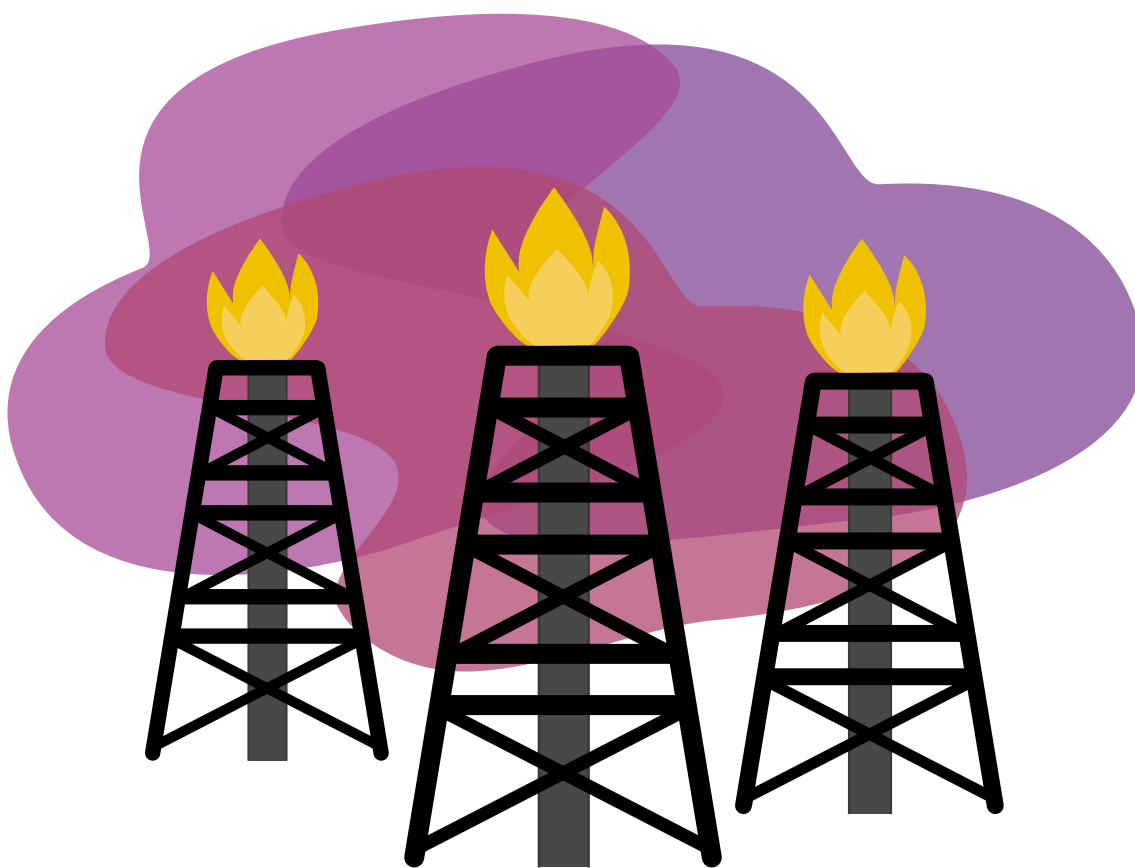


GAZ - ZŁY BIZNES DLA BANKÓW I DLA ŚRODOWISKA

Dlaczego finansowanie i ubezpieczenie gazu
przestaje się opłacać



**ODPOWIEDZIALNY
INWESTOR**



Delikatnie mówiąc, gaz jest skończony (...). Zamiast finansować aktywa, które jutro będziemy musieli odpisać, musimy inwestować w efektywność energetyczną, energię odnawialną, zrównoważoną mobilność i ekologiczne innowacje.

dr Werner Hoyer
dyrektor Europejskiego Banku Inwestycyjnego
20 stycznia 2021

Dalsze finansowanie paliw kopalnych jest urojeniem. Będzie ono jedynie dalej zasilać plagę wojny, zanieczyszczenia i katastrofę klimatyczną. (...) Wzywam wszystkie podmioty finansowe do porzucenia finansowania paliw kopalnych i do inwestowania w energię odnawialną.

António Guterres
Sekretarz Generalny ONZ
14 czerwca 2022

Spis treści

Diana Maciąga

Wstęp – Zaangażowanie instytucji finansowych w rozbudowę infrastruktury gazowej3

Diana Maciąga

Emisje z sektora naftowo-gazowego a rosnące ryzyko inwestowania w gaz..... 6

1. Wpływ emisji metanu na klimat 6

2. Emisje z sektora naftowo-gazowego 7

3. Rola gazu kopalnego jako paliwa przejściowego 14

4. Inwestowanie w gaz to coraz większe ryzyko 16

Jan Chudzyński

Finansowanie i ubezpieczenie sektora gazowego..... 23

1. Trendy w finansowaniu i ubezpieczaniu sektora gazowego 23

2. Finansowanie sektora gazowego w Polsce 27

3. Ubezpieczanie sektora gazowego w Polsce..... 31

Stanisław Stefaniak

Finansowanie instalacji gazowych a ramy regulacyjne obowiązujące banki 34

1. Wstęp..... 34

2. Podstawowe założenia regulacji finansowania aktywów gazowych i innych paliw kopalnych..... 35

3. Unijny system zrównoważonych finansów – Taksonomia oraz inne obowiązki informacyjne..... 39

4. Regulacje ostrożnościowe..... 50

Krzysztof Mrozek

Czy przyjęcie uzupełniającego aktu delegowanego (CDA) do Taksonomii to dobra wiadomość dla Polski?..... 56

Lista skrótów używanych w publikacji..... 60

DIANA MACIĄGA

Wstęp

Przyjęcie w 2015 roku Porozumienia Paryskiego o ochronie klimatu można uznać za moment, w którym rynki zaczęły dostrzegać ryzyko związane z inwestycjami w sektor paliwowy. Transformacja energetyczna zgodna z celem Porozumienia jakim jest utrzymanie wzrostu średniej temperatury globu na poziomie 1,5 °C w stosunku do ery przedindustrialnej będzie oznaczała odejście od wykorzystywania paliw kopalnych. Daty odejścia od węgla przyjęło już kilkadziesiąt państw (tylko w Europie do 2030 roku wolne od niego będą 23 kraje) i rządów regionalnych¹ zaś dziesiątki instytucji finansowych wprowadziły do swoich polityk obostrzenia dotyczące udzielania wsparcia sektorowi węglowemu². O ile zmierzch węgla jest już ogólnie uznanym faktem, pilna konieczność odejścia od wykorzystania gazu kopalnego dopiero niedawno zyskała uwagę.

*Delikatnie mówiąc, gaz jest skończony*³ – powiedział dr Werner Hoyer, dyrektor Europejskiego Banku Inwestycyjnego, po czym dodał, że bez odejścia od nadal eksploatowanych paliw kopalnych nie będziemy w stanie osiągnąć celów klimatycznych. Hoyer odniósł się do nowej polityki EBI przyjętej w 2019 r, która znacznie ograniczyła wsparcie banku dla inwestycji w paliwa kopalne, w tym tradycyjną infrastrukturę gazową.

Obecnie tylko nieliczne banki ograniczają finansowanie projektów związanych z sektorem naftowo-gazowym, a jeszcze mniej ogranicza fi-

¹ <https://www.poweringpastcoal.org/members>
<https://ukcop26.org/global-coal-to-clean-power-transition-statement/>

² <https://www.coalexit.org/>

³ <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/gas-is-over-eu-bank-chief-says/>

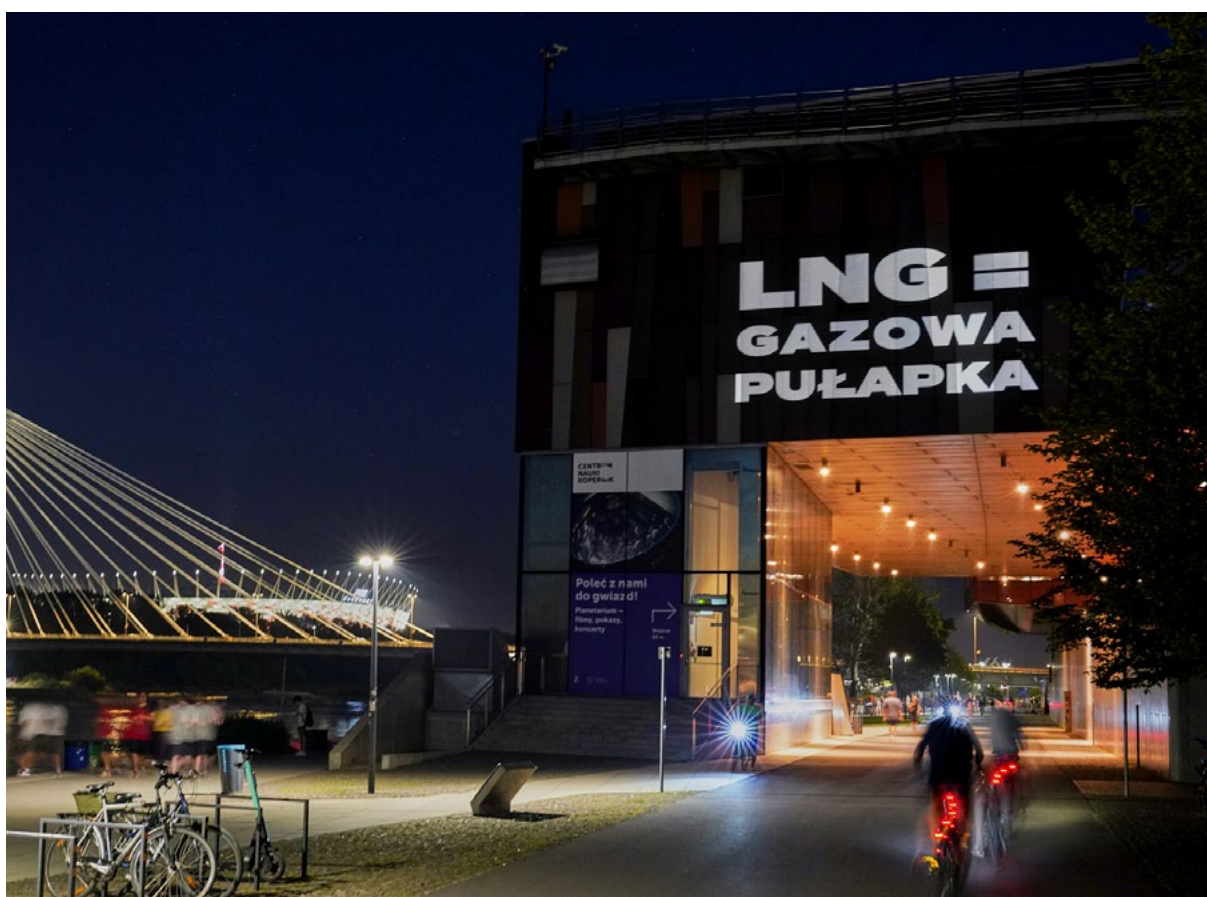
nansowanie firm rozbudowujących infrastrukturę służącą wydobyciu i konsumpcji tych paliw. Proces ten jednak już się rozpoczął i nabiera przyspieszenia. W 2021 r. La Banque Postale zarządzający aktywami o wartości 901,7 mld dolarów i holenderski fundusz emerytalny ABP wprowadziły ambitne polityki kończące wsparcie dla sektora gazowego. Przełomowa polityka La Banque Postale jest obecnie uznawana za benchmark dla sektora bankowego. Zawiesza ona wsparcie dla wszystkich firm rozwijających wydobycie ropy i gazu oraz zobowiązuje bank do całkowitego zaprzestania finansowania wydobycia tych paliw do 2030 roku. Przykładem zmiany podejścia do gazu kopalnego jest także sprzeciw koalicji funduszy emerytalnych i zarządzających aktywami o wartości 50 bilionów euro – Institutional Investors Group on Climate Change (IIGCC) – wobec włączenia tego paliwa do unijnej taksonomii zrównoważonych inwestycji.

Rozbudowa infrastruktury gazowej stoi w sprzeczności z nauką o klimacie i podważa wysiłki zmierzające do osiągnięcia celu 1,5°C. Zgodnie z nim kraje OECD powinny zakończyć wykorzystanie gazu w elektroenergetyce najpóźniej w roku 2035, a w pozostałych gałęziach gospodarki do roku 2040. Tymczasem w związku z wysoką kapitałochłonnością inwestycji gazowych ich amortyzacja wymaga ich eksploatacji przez co najmniej 30 lat. Oznacza to poważne ryzyko, że rentowność dziś planowanych inwestycji gazowych znacznie się pogorszy, generując wielomiliardowe straty w postaci aktywów osieroconych. Alternatywą jest zamknięcie krajów w zależności od gazu na dekady – efekt „lock-in”.

Polska planuje 50 % wzrost zużycia gazu kopalnego do 2030 roku oraz największy wzrost zużycia tego paliwa w produkcji energii elektrycznej w całej UE. Tylko do 2027 r. w Polsce ma powstać 5 nowych dużych elektrowni gazowych w technologii CCGT o łącznej mocy 3,5 GW: Grudziądz, Ostrołęka C, Rybnik i dwa bloki gazowe w elektrowni Dolna Odra. Kolejne 2 GW mocy gazowych mają stanąć w elektrowni Kozienice. Prognozowany wzrost krajowego popytu idzie w parze z boomem na inwestycje związane z importem i przesyłem gazu – trwa rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu, a w Gdańsku planowana jest budowa pływającego terminala typu FSRU. Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesy-

łowego na lata 2022-2031 przewiduje w sumie budowę w Polsce około 2 tys. km gazociągów przesyłowych. Eksperci ostrzegają, że realizacja tych inwestycji oznacza dla Polski gazowy „lock-in” i przekreśla szanse naszego kraju na osiągnięcie neutralności klimatycznej⁴.

Sektor finansowy odgrywa kluczową rolę zarówno w działaniach służących ochronie klimatu jak i realizowaniu inwestycji sprzecznych z tym celem. Niniejszy raport jest pierwszą próbą przedstawienia skali zaangażowania instytucji finansowych obecnych na Polskim rynku we wsparcie rozwoju infrastruktury gazowej w Polsce.



Zdjęcie: Protest aktywistów klimatycznych przeciwko budowie terminala do regazyfikacji LNG typu FSRU w Gdańsku, 18 sierpnia 2022.

Źródło: Gastivists Polska & bombelki, fot. Daniel Petryczkiewicz

⁴ <https://ember-climate.org/insights/research/stepping-on-the-gas/>

DIANA MACIĄGA

Emisje z sektora naftowo-gazowego a rosnące ryzyko inwestowania w gaz

1. Wpływ emisji metanu na klimat

Podczas gdy konieczność zdecydowanych redukcji emisji CO₂ ze względu na jego wpływ na klimat jest powszechnie uznanym faktem, problem emisji metanu do niedawna pozostawał w cieniu. Dopiero publikacja szóstego raportu Międzypaństwowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC AR6) w 2021 roku skierowała uwagę decydentów i opinii publicznej na rolę, jaką gaz ten odgrywa w kryzysie klimatycznym a co za tym idzie na pilną potrzebę zatrzymania jego emisji.

Metan (CH₄) będący głównym składnikiem gazu kopalnego jest silnym gazem cieplarnianym. Jak wynika z najnowszego raportu IPCC, antropogeniczne emisje metanu odpowiadają za około 30% globalnego ocieplenia a koncentracja tego gazu w atmosferze jest najwyższa od co najmniej 800 000 lat¹.

Potencjał tworzenia efektu cieplarnianego (GWP) metanu w 20-letnim horyzoncie czasowym jest około 84-86 razy większy od wpływu, jaki na klimat ma dwutlenek węgla zaś w horyzoncie 100 lat jest on do 36 razy większy². Z punktu widzenia celu Porozumienia Paryskiego o ochronie klimatu, jakim jest utrzymanie wzrostu średniej temperatury globu na poziomie poniżej 1,5 °C w stosunku do ery przedindustrialnej, kluczowa jest perspektywa

¹ <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>

² https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf

dwudziestu lat. Redukcja emisji metanu w nadchodzącym dziesięcioleciu ma więc priorytetowe znaczenie.

Szybkie działania zmierzające do ograniczenia emisji metanu mogłyby spowolnić tempo obecnego ocieplenia o ponad 25% oraz zapobiec ociepleniu o 0,3°C do roku 2050 i około 0,5°C do końca stulecia³. Jak wynika z raportu Global Methane Assessment przygotowanego przez Program Środowiskowy Organizacji Narodów Zjednoczonych (UNEP), ograniczenie antropogenicznych emisji metanu o 45% do roku 2030 utrzymałoby ocieplenie poniżej prognozy uzgodnionej w Paryżu przez światowych przywódców. UNEP podkreśla przy tym, że zmniejszenie emisji metanu spowodowanej działalnością człowieka jest jedną z najbardziej opłacalnych strategii szybkiego zmniejszenia tempa ocieplenia i podobnie jak ograniczenie emisji CO₂ jest niezbędne dla utrzymania wzrostu temperatury na poziomie 1,5°C⁴.

Obecnie 60% globalnych emisji metanu jest spowodowane działalnością człowieka. Za około 40% tych emisji odpowiada rolnictwo, 35% pochodzi z sektora energetycznego a 20% z gospodarki odpadami. Wydobycie, przetwarzanie i dystrybucja ropy naftowej i gazu kopalnego są źródłem 23% emisji z energetyki, pozostałe 12% pochodzi z sektora węglowego⁵. Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) w swoich raportach wskazuje, że dla ograniczenia średniego ocieplenia do 1,5°C konieczna jest redukcja emisji metanu w sektorze energetycznym o 75% do 2030 r.⁶

2. Emisje z sektora naftowo-gazowego

2.1. Sektor wydobywczy – tykające bomby węglowe

W przełomowym raporcie *Zerowe emisje netto 2050: Plan działania dla globalnego sektora energii*⁷ Międzynarodowa Agencja Energii (International

³ <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/abf9c8>

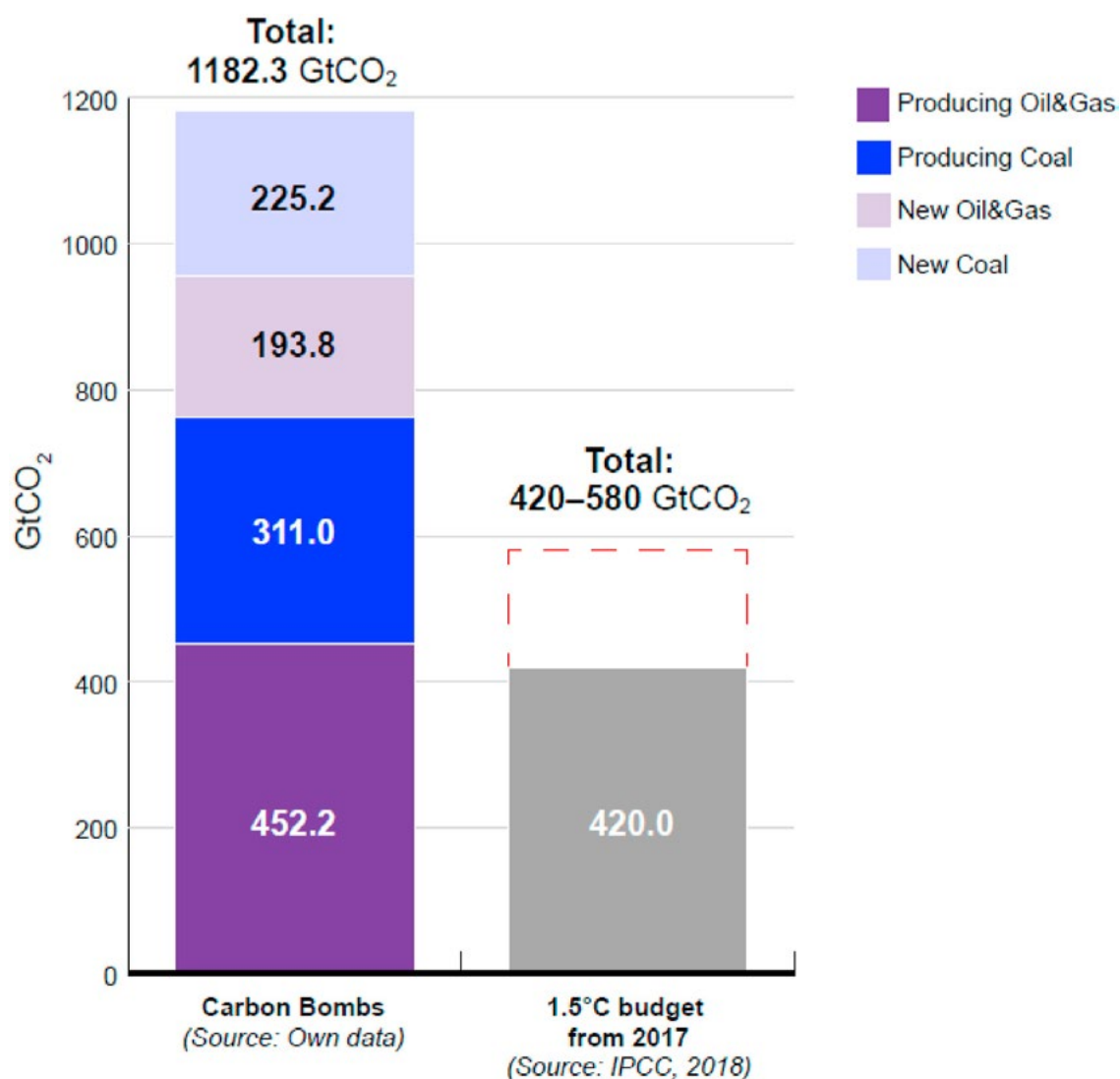
⁴ https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/35917/GMA_ES.pdf

⁵ https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/35917/GMA_ES.pdf

⁶ <https://www.iea.org/reports/curtailing-methane-emissions-from-fossil-fuel-operations>

⁷ https://iea.blob.core.windows.net/assets/612ff947-b579-4486-9f56-f207db273429/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_Polish.pdf

Energy Agency, IEA) stwierdza, że poza inwestycjami zatwierdzonymi do roku 2021, nie ma miejsca dla nowych projektów eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Według International Institute for Sustainable Development (IISD) bogate kraje powinny zakończyć produkcję tych paliw do roku 2034⁸. Mimo przyspieszającego kryzysu klimatycznego i apeli



Skumulowane potencjalne emisje CO₂ wszystkich 425 bomb węglowych (195 projektów z sektora naftowo-gazowego i 230 kopalń węgla) w porównaniu z budżetem węglowym zgodnym z celem 1,5 °C.

Źródło: „Carbon Bombs” - Mapping key fossil fuel projects, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522001756>

⁸ <https://www.iisd.org/publications/report/phaseout-pathways-fossil-fuel-production-within-paris-compliant-carbon-budgets>

naukowców ostrzegających, że osiągnięcie celu 1,5°C wymyka się ludzkości z rąk, nowe projekty wydobywcze są nadal rozwijane. Wyniki analizy opublikowanej w 2022 r. ujawniają, że eksploatacja 195 największych istniejących i planowanych obecnie inwestycji w wydobycie ropy i gazu poskutkowałaby emisją 646 gigaton CO₂ przekraczając cały dostępny budżet węglowy, czyli graniczną ilość CO₂, którą można jeszcze wyemitować zanim ocieplenie osiągnie próg 1,5°C. Na liście „bomb węglowych” znajduje się między innymi 28 projektów wydobywczych ze Stanów Zjednoczonych, 13 z Kataru i 2 z Norwegii czyli krajów, z których Polska importuje paliwa kopalne. 76 z 195 projektów nie rozpoczęło wydobycia do 2020 roku a autorzy badania ostrzegają, że nigdy nie powinny zostać uruchomione. 28 miejsce pod względem emisyjności zajmuje inwestycja planowana na terenie Polski⁹. Należy podkreślić, że analiza ta jest poświęcona wyłącznie emisjom dwutlenku węgla i nie uwzględnia wpływu na klimat wywołanego przez emisje metanu towarzyszące wydobyciu i transportowi tych paliw.

2.2. Emisje metanu z łańcucha dostaw

Emisje metanu mają miejsce w całym łańcuchu dostaw gazu kopalnego, od etapu wydobycia i przetwarzania (np. skraplania do LNG) (upstream) poprzez transport i przetwarzanie (midstream) po konsumpcję paliwa (downstream). Powstają nie tylko w wyniku wycieków spowodowanych awariami i nieszczelnościami, lecz są stałym elementem zarządzania infrastrukturą paliwową. Źródłami emisji są upusty (ang: venting) z miejsc wydobycia i przetwarzania ropy naftowej i gazu ziemnego (zazwyczaj celowe) i spalanie metanu w pochodni (ang. flaring). Proces ten powoduje głównie emisje CO₂, ale może uwalniać znaczne ilości metanu, który nie został całkowicie spalony. Emisje metanu (niezamierzone wycieki) mają też miejsce podczas przesyłu i dystrybucji gazu, w tym z długodystansowych gazociągów oraz infrastruktury służącej do skraplania, transportu i regazyfikacji LNG, z którymi wiąże się szczególnie wysoka emisja¹⁰.

⁹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522001756>

¹⁰ <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wp-content/uploads/2020/11/Methane-Emissions-from-Natural-Gas-and-LNG-Imports-an-increasingly-urgent-issue-for-the-future-of-gas-in-Europe-NG-165.pdf>

Dynamiczny rozwój technologii satelitarnych i optycznych w ostatnim dziesięcioleciu umożliwił rejestrację i wizualizację emisji metanu na szeroką skalę. Dostęp do nowoczesnych narzędzi zyskały podmioty prywatne i organizacje społeczne. Przykładowo zespół Clean Air Task Force w ramach kampanii #CutmethaneEU tylko w ciągu jednego roku zarejestrował za pomocą specjalnych kamer 433 źródła emisji z 250 instalacji infrastruktury związanej z sektorem naftowo-gazowym w 11 europejskich krajach¹¹.



Wyciek gazu z niezapalanej flary gazowej.

Źródło: Cut Methane EU, <https://cutmethane.eu/>

Za skokowy wzrost globalnych emisji metanu z energetyki odpowiada wzrost popytu na gaz kopalny – tylko w latach 2008-2014 o ponad 60%, przy czym za połowę tego wzrostu odpowiedzialne jest szczelinowanie hydrauliczne (ang. fracking) będące szczególnie emisyjną praktyką¹². Stany Zjednoczone, gdzie gaz jest produkowany głównie na drodze szczelinowania, odpowiadają za 83% światowej produkcji gazu tą metodą¹³.

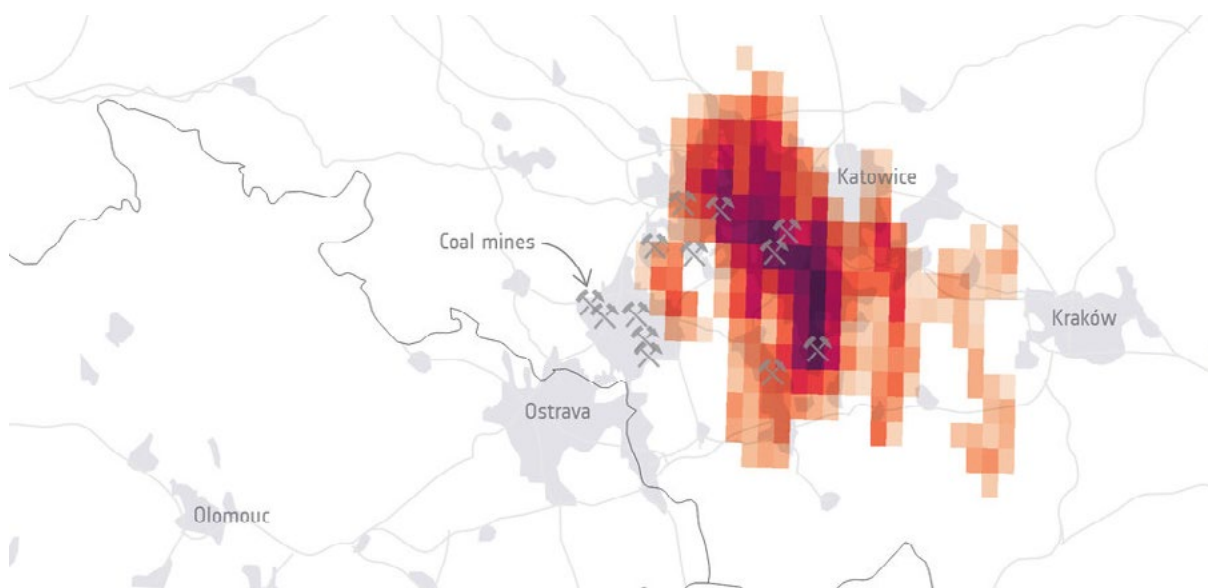
¹¹ <https://cutmethane.eu/latest-field/2021-report-methane-pollution-in-europe/>

¹² <https://bg.copernicus.org/articles/16/3033/2019/>

¹³ <https://gogel.org/fracking-permian-basin>

Metan kopalniany

Sektor węglowy odpowiada za około 12% globalnych antropogenicznych emisji metanu. Eksperci Ember w raporcie „Drugi Bełchatów. Metan kopalniany w Polsce” z 2020 r. podają, że w roku 2018 70% wycieków metanu z czynnych kopalń węgla w Europie miało miejsce w Polsce a ich wpływ na klimat był większy, niż emisje z Elektrowni Bełchatów, która jest największym emitentem CO₂ w Europie. Wycieki metanu zwiększają wpływ spalania węgla kamiennego w Polsce na klimat średnio o 23%. Według autorów raportu „Polska zbyt długo zamiatała pod dywan problem metanu ulatniającego się z kopalń węgla. Najwyższy czas podjąć pilne działania na rzecz rozwiązania tego problemu, aby uniknąć dalszych szkód dla reputacji polskiej branży górniczej.”



Opis pod zdjęciem: Uśrednione anomalie koncentracji metanu z lat 2018-2020 nad południową Polską. Kilofy wskazują pozycje największych podziemnych kopalń węgla kamiennego.

Źródło: ESA (zawiera zmodyfikowane dane z programu Copernicus Sentinel (2018-20), przetworzone przez University of Leicester, https://www.esa.int/Applications/Observing_the_Earth/Copernicus/Sentinel-5P/Methane_detected_over_Poland_s_coal_mines)

Podczas gdy technologia ta jest powszechnie zakazana w Unii Europejskiej ze względu na jej wpływ na środowisko¹⁴, Europa stała się głównym rynkiem zbytu dla amerykańskiego sektora gazowego. Tylko w pierwszym kwartale 2022 roku do Unii Europejskiej trafiło 74% gazu w postaci LNG produkowanego w Stanach Zjednoczonych¹⁵. W pierwszym półroczu amerykański gaz

¹⁴ EIA. Annual Energy Outlook 2020. (U.S. Energy Information Administration, Washington DC, 2020)

¹⁵ <https://ceenergynews.com/lng/us-lng-imports-to-europe-more-than-tripled-in-the-first-4-months-of-2022/>

stanowił już 47% europejskiego importu gazu skroplonego. LNG zyskuje także coraz większą rolę na rynku gazu w Polsce. W 2021 r. stał się drugim najpopularniejszym źródłem importu tego paliwa z udziałem na poziomie 20%¹⁶. W pierwszym półroczu 2022 dostawy wzrosły o 60%¹⁷ w stosunku do roku 2021. Biorąc pod uwagę, że na emisyjność gazu wpływa zarówno sposób wydobycia jak i transportu, wzrost importu amerykańskiego LNG do Europy budzi szczególne zaniepokojenie.

2.3. Redukcje emisji metanu z sektora energetycznego

Postulowane przez UNEP ograniczenie antropogenicznych emisji metanu o 45% do roku 2030 odegra fundamentalną rolę w złagodzeniu kryzysu klimatycznego¹⁸. Międzynarodowa Agencja Energii postuluje redukcję emisji tego gazu w energetyce o 75% do roku 2030. Priorytetyzacja redukcji emisji w sektorze energetycznym wynika z faktu, że jest to działanie nie tylko technicznie wykonalne ale efektywne kosztowo. Eksperti IEA oszacowali, że redukcja emisji metanu związanych z sektora naftowo-gazowego o 70% jest możliwa z wykorzystaniem obecnie dostępnej technologii, przy czym 45% tych emisji można uniknąć bez ponoszenia kosztów netto¹⁹.

Emisje metanu stały się obok konieczności odejścia od spalania węgla jednym z wiodących tematów Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu COP26, która odbyła się w Glasgow w listopadzie 2021 roku. O tym, że problem emisji metanu został już dostrzeżony przez społeczność międzynarodową dobitnie świadczy powstanie Globalnego Zobowiązania Metanowego, które zostało zainicjowane przed COP26 przez prezydenta USA Joe Bidena oraz przewodniczącą

¹⁶ <https://www.infor.pl/prawo/nawosci-prawne/5460429,Zrodla-i-zapasy-gazu-w-Polsce.html>

¹⁷ <https://wysokienapiecie.pl/krotkie-spiecie/pgnig-sprowadzi-o-29-adunk-w-lng-w-i-p-roczu-2022-r-wobec-18-rok-wcze-niej/>

¹⁸ https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/35917/GMA_ES.pdf

¹⁹ <https://www.iea.org/reports/curtailing-methane-emissions-from-fossil-fuel-operations/executive-summary>

Komisji Europejskiej Ursulę von der Leyen. Zobowiązanie jest odpowiedzią na apel IPCC a jego celem jest zmniejszenie światowych emisji metanu o co najmniej 30% do 2030 r. w stosunku do poziomu z 2020 r., co pozwoli uniknąć ocieplenia o ponad 0,2°C do 2050 r. Podpisały je 122 państwa, w tym Unia Europejska jako osobny podmiot. Sygnatariusze ci odpowiadają za około połowę globalnych antropogenicznych emisji metanu i generujące ponad dwie trzecie światowego PKB. Zobowiązanie zyskało też poparcie licznych instytucji, wśród których znajdują się fundacje, przedstawiciele biznesu i instytucje finansowe – Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju oraz Europejski Bank Inwestycyjny²⁰.

Istnieje także szereg dobrowolnych inicjatyw na rzecz ograniczenia emisji metanu, do których firmy mogą się przyłączyć aby zgłaszać, weryfikować i ograniczać emisje swoje i swoich partnerów. Przykładem jest Partnerstwo na rzecz metanu z ropy naftowej i gazu (Oil and Gas Methane Partnership , OGMP) powstałe z inicjatywy Koalicji na rzecz Klimatu i Czystego Powietrza (CCAC), której przewodzą Program Środowiskowy ONZ, Komisja Europejska oraz Environmental Defense Fund (EDF). Do Partnerstwa przystąpiły 62 firmy posiadające aktywa na pięciu kontynentach, reprezentujące 30% światowej produkcji ropy i gazu²¹. Organizacje pozarządowe zwracają jednak uwagę, że dobrowolne działania sektora są dalece niewystarczające. Badanie przeprowadzone w 2021 r. wśród 51 koncernów gazowych operujących na terenie Europy ujawniło, że większość firm ignoruje emisje metanu w swoich łańcuchach dostaw a przemysł ten nie jest w stanie zapewnić wystarczającej przejrzystości w zakresie poziomu i środków redukcji emisji²². Działania przemysłu naftowo-gazowego powinny być kontynuowane, jednak osiągnięcie poziomu redukcji zgodnego z celami klimatycznymi wymaga pilnego zwiększenia ambicji i transparentności działań, w czym kluczową rolę odgrywać będą regulacje rządowe takie jak Unijne Rozporządzenie Metanowe. UE może

²⁰ <https://www.globalmethanepledge.org/>

²¹ https://ec.europa.eu/info/news/oil-and-gas-industry-commits-new-framework-monitor-report-and-reduce-methane-emissions-2020-nov-23_en

²² https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Energie/2nd-Market-Survey_Methane-Emissions_220506.pdf

odegrać tu kluczowe znaczenie biorąc pod uwagę, że importuje ponad połowę gazu kopalnego będącego przedmiotem globalnego handlu, co oznacza, że jest głównym czynnikiem napędzającym globalne emisje metanu w tym sektorze²³.

3. Rola gazu kopalnego jako paliwa przejściowego

Wpływ emisji metanu na klimat i ich skala rzucają nowe światło na rolę gazu kopalnego w globalnej transformacji energetycznej. Istnieją mocne dowody na to, że po uwzględnieniu pełnego cyklu produkcyjnego, gaz kopalny może mieć taki sam lub nawet gorszy wpływ na klimat niż inne paliwa kopalne. Gdy emisja metanu w całym łańcuchu dostaw wynosi więcej niż około 3% nie ma żadnych korzyści klimatycznych z zastąpienia spalania węgla lub ropy naftowej gazem kopalnym²⁴.

Najnowsze szacunki dotyczące emisji metanu z krajów eksportujących gaz kopalny, w tym z Rosji i Stanów Zjednoczonych, wskazują na znaczne zaniżanie danych i przekraczanie progu 3% w wielu łańcuchach dostaw²⁵. W 2021 r. IEA oszacowała, że emisje z sektora energetycznego są o około 70% wyższe niż podawane przez rządy krajowe²⁶. Emisje powodowane przez amerykański sektor naftowo-gazowy zgłaszane do Amerykańskiej Agencji Ochrony Środowiska (EPA) są zaniżone o 60%²⁷. Naukowcy z Uniwersytetu Standforda wykryli, że do atmosfery wycieka ponad 9% metanu wydobywanego w Basenie Permskim w Nowym Meksyku – regionie, z którego pochodzi 18% gazu produkowanego w USA. Jest to kilkukrotnie więcej, niż podaje EPA, która oceniła te emisje na

²³ <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html>

²⁴ https://knowledge4policy.ec.europa.eu/publication/depth-analysis-support-com2018-773-clean-planet-all-european-strategic-long-term-vision_en

²⁵ https://iea.blob.core.windows.net/assets/4a50d774-5e8c-457e-bcc9-513357f9b2fb/World_Energy_Outlook_2017.pdf

²⁶ <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022/overview>

²⁷ <https://www.edf.org/media/new-study-finds-us-oil-and-gas-methane-emissions-are-60-percent-higher-epa-reports-0>

1,4%²⁸. Najnowsze badania opublikowane we wrześniu 2022 roku w czasopiśmie Science ostrzegają, że emisje metanu z odwiertów gazowych i naftowych mogą być pięć razy większe niż dotąd sądzono²⁹.

Choć samo spalanie gazu kopalnego powoduje mniejsze emisje CO₂ niż spalanie innych paliw kopalnych, to biorąc pod uwagę wpływ, jaki na klimat ma emisja metanu, określanie gazu kopalnego mianem paliwa niskoemisyjnego jest nieuprawnione i poza nielicznymi wyjątkami nie może on nadal grać w sektorze energetycznym roli przejściowej pomiędzy energetyką węglową a bezemisyjną, opartą na odnawialnych źródłach³⁰. Przypisanie gazowi kopalnemu roli „paliwa przejściowego” powoduje zarówno dalszą ekspansję sektora wydobywczego jak i infrastruktury gazowej. Generuje w ten sposób efekt „lock-in” – utknięcia w zależności od gazu kopalnego – i spowalnia rozwój systemu energetycznego opartego na źródłach odnawialnych. Zagrożeń w ten sposób nie tylko transformacji energetycznej³¹ ale może uniemożliwić osiągnięcie kluczowych celów klimatycznych. Zagrożenie to dotyczy także Polski. Eksperci z think tanku Ember ostrzegają, że obecnie wdrażane i planowane inwestycje w infrastrukturę gazową uniemożliwią Polsce osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz utrudnią osiągnięcie tego celu w Unii Europejskiej³².

Odejście od spalania paliw kopalnych jest fundamentem ochrony klimatu. Najnowsze ścieżki redukcji emisji gazów cieplarnianych przedstawione w szóstym raporcie IPCC (AR6) wskazują 2040 rok jako uśredniony termin wycofania gazu kopalnego z sektora energetycznego. W krajach OECD i Unii Europejskiej jest ono jeszcze szybsze – udział gazu w całkowitej produkcji energii elektrycznej powinien spaść do 2030 r. poniżej 10%, a do 2035 r. do zera. Należy zauważyć, że termin wycofania gazu kopalnego

²⁸ <https://news.stanford.edu/2022/03/24/methane-leaks-much-worse-estimates-fix-available/>

²⁹ <https://www.eurekalert.org/news-releases/965945>

³⁰ <https://climateanalytics.org/publications/2022/fossil-gas-a-bridge-to-nowhere/>

³¹ <https://www.nature.com/articles/s41560-022-01060-3>

³² <https://ember-climate.org/insights/commentary/disappointing-lack-of-ambition-in-polands-energy-policy-until-2040/>

następuje najwyżej 5-10 lat po wycofaniu węgla zarówno w gospodarkach rozwiniętych, jak i rozwijających się co oznacza, że gaz kopalny nie może pełnić roli paliwa przejściowego w sektorze energetycznym³³.

4. Inwestowanie w gaz to coraz większe ryzyko

4.1. Infrastruktura gazowa. Ryzyko powstania aktywów osieroconych

W przypadku odejścia od paliw kopalnych zgodnie z wyznaczonym przez naukę celem ochrony klimatu technicznie dostępne złoża nie zostałyby wykorzystane a związana z nimi infrastruktura zostałaby celowo wycofana z użytku – także inwestycje, które nie zostały jeszcze zamortyzowane.

Utrata wartości w wyniku zmian w otoczeniu regulacyjnym jak również ze względu na zmianę kosztów i rosnące ryzyko reputacyjne dotyczy aktywów w całym łańcuchu produkcyjnym sektora paliwowego, do których należą:

- zasoby ropy naftowej i gazu kopalnego, w tym rezerwy;
- aktywa związane z poszukiwaniem nowych złóż (np. platformy wiertnicze);
- infrastruktura służąca do ich wydobycia i przetwórstwa;
- infrastruktura dystrybucyjna, w tym rurociągi, tankowce i terminale LNG;
- obiekty służące do konsumpcji paliw np. elektrownie gazowe³⁴.

Sektor finansowy, naukowcy, rządy i organizacje pozarządowe ostrzegają przed „bańką węglową” i wymieniają aktywa osierocone jako kluczowe ryzyko finansowe związane z klimatem. Ryzyko to wynika z fizycznego wpływu zmian klimatu (ryzyko fizyczne), jak również ze zmian w polityce klimatycznej, które towarzyszą dążeniu do osiągnięcia zerowych emisji

³³ https://climateanalytics.org/media/fossil_gas_a_bridge_to_nowhere.pdf

³⁴ <https://carbontracker.org/terms/stranded-assets/>

netto (ryzyko związane z transformacją)³⁵. Ryzyko powstania aktywów osieroconych mogą zwiększyć nowe regulacje dotyczące emisji metanu takie jak Globalne Zobowiązanie Metanowe czy unijna Strategia Metanowa.

W 2022 r. Global Energy Monitor (GEM) oszacował, że rozbudowa globalnej sieci gazociągów wygeneruje aktywa osierocone o wartości 485,5 mld dolarów³⁶. Według GEM całkowity szacunkowy koszt rozbudowy infrastruktury gazowej w UE wynosi 48,6 mld EUR. Napaść Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. i związany z tym kryzys energetyczny otworzył drogę do realizacji szeregu projektów infrastruktury gazowej, które zostały wcześniej porzucone, znajdowały się w fazie planów lub w ogóle nie były rozpatrywane. Eksperci zwracają uwagę, że europejski renesans gazu jest pozorny. W związku z prognozowanym spadkiem zużycia gazu i podjętymi przez państwa członkowskie UE zobowiązaniami do znacznego ograniczenia zużycia paliw kopalnych, znaczna część tych aktywów jest narażona na ryzyko, że staną się aktywami osieroconymi. Podkreślają oni, że nowe projekty gazowe mające na celu zwiększenie zdolności importowej UE takiej jak terminale LNG w ogóle nie są potrzebne, gdyż obecnie istniejąca infrastruktura wystarczy, by zapewnić Wspólnocie Europejskiej stabilność dostaw paliwa po zaprzestaniu importu gazu z Rosji. Wartość tych projektów to 26.4 mld EUR³⁷.

Ryzyko zaliczenia w poczet aktywów osieroconych dotyczy także nowobudowanych i planowanych elektrowni gazowych. Przykładowo eksperci Carbon Tracker ostrzegają, że zgodnie z celem osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku pięć nowych elektrowni gazowych planowanych w Polsce, które mają rozpocząć działalność w latach 2023-2027 (Ostrołęka C, Rybnik, Grudziądz i 2 bloki gazowe w Elektrowni Dolna Odra) powinno zostać zamkniętych średnio po 7 latach od uruchomienia. Deweloperzy ponieśliby z tego tytułu stratę rzędu 200 milionów dolarów³⁸. Także eksperci z Fundacji Instrat zwracają uwagę na nierentowność nowych inwestycji

³⁵ <https://www.nature.com/articles/s41560-022-01060-3>

³⁶ https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2022/02/GEM_GasPipelineReport2022_r7.pdf

³⁷ https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2022/04/EUGasReport2022_final.pdf

³⁸ <https://carbontracker.org/plans-for-new-polish-gas-power-spending-would-cost-taxpayers-billions-and-undermine-efforts-to-meet-net-zero-targets/>

w elektrownie gazowe, które już w latach 30-tych będą przegrywały konkurencję z odnawialnymi źródłami energii³⁹.

4.2 Ryzyko reputacyjne związane z inwestycjami w gaz kopalny

Dotrzymanie zgodnych z nauką celów służących powstrzymaniu kryzysu klimatycznego oznacza, że znaczna część światowych zasobów ropy i gazu będzie musiała pozostać pod ziemią⁴⁰, co tworzy ryzyka finansowe. Dla instytucji finansowych, zwłaszcza banków i ubezpieczycieli, równie poważnym problemem jest także rosnące z każdym rokiem ryzyko reputacyjne⁴¹. Ekspansja sektora paliwowego pociąga za sobą szereg poważnych negatywnych skutków środowiskowych i społecznych, które spotykają się ze sprzeciwem. Problem jest przy tym traktowany kompleksowo – podobnie jak emisyjność gazu jest dziś traktowana w kontekście całego łańcucha dostaw tak ryzyko reputacyjne związane z inwestycjami z podsektora downstream jest nieodłącznie związane z typem wydobycia i metodą transportu wykorzystywanego w nich paliwa. Lokalne społeczności bezpośrednio zagrożone przez sektor paliwowy, globalny ruch klimatyczny, społeczność naukowa oraz organizacje pozarządowe na całym świecie protestują zarówno przeciwko konkretnym projektom jaki całym profilom działalności firm odpowiedzialnych za ekspansję sektora paliwowego. Bez zaangażowania banków czy ubezpieczycieli ekspansja paliw kopalnych nie będzie możliwa dlatego globalny ruch klimatyczny domaga się od instytucji finansowych dywestyacji i zaprzestania udzielania im wsparcia. Eksperckie organizacje ułatwiają to zadanie tworząc publicznie dostępne narzędzia umożliwiające powiązanie instytucji finansowych z działalnością poszczególnych podmiotów z sektora paliwowego i rozwojem najbardziej kontrowersyjnych projektów. Poniżej zaprezentowano cztery przykłady takich inicjatyw.

³⁹ <https://instrat.pl/odejscie-od-wegla/>

⁴⁰ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522001756>

⁴¹ <https://www.ft.com/content/73615213-08ce-4786-9b8c-773029552bbc>

Global Registry of Fossil Fuels

W 2022 Carbon Tracker we współpracy z Global Energy Monitor opublikował Globalny Rejestr Paliw Kopalnych (Global Registry of Fossil Fuels)⁴² – pierwszą w pełni przejrzystą, neutralną politycznie, publiczną bazę danych, która śledzi produkcję paliw kopalnych na świecie i jej wpływ na globalny budżet węglowy⁴³. Rejestr zawiera dane dla ponad 50 000 pól wydobywczych w 89 krajach, obejmując 75% światowej produkcji ropy i gazu kopalnego. Dane zgromadzone w Rejestrze pokazują, że wydobycie i spalanie światowych rezerw paliw kopalnych przyniosłoby ponad 3,5 biliona ton emisji gazów cieplarnianych – więcej niż wszystkie emisje od czasów rewolucji przemysłowej i ponad siedem razy więcej niż pozostały budżet węglowy, który pozwoliłby utrzymać cel 1,5 °C.

Narzędzie to ma za zadanie uczynić rządy i przedsiębiorstwa bardziej odpowiedzialnymi za sektor paliw kopalnych i pomóc decydom, koncernom paliwowo-energetycznym i inwestorom w podejmowaniu decyzji o dostosowaniu produkcji paliw kopalnych do poziomu zgodnego z celem 1,5 °C. Umożliwi to również bankom i inwestorom dokładniejszą ocenę ryzyka, że dane aktywa mogą być zagrożone nieopłacalnością lub utknąć w martwym punkcie w okresie transformacji energetycznej. Dzięki rejestrowi znacznie łatwiej będzie uwzględnić w analizie oczekiwane przyszłe emisje, a tym samym zidentyfikować i uszeregować spółki o największym ryzyku posiadania aktywów, które mogą zostać utracone.

Global Oil and Gas Exit List

Globalna Lista Odejścia od Ropy i Gazu (Global Oil and Gas Exit List, GOGEL)⁴⁴ to projekt siostrzany do Global Coal Exit List, która od 2017 roku wyznacza standardy dezynwestycji w sektor węglowy i umożliwia społeczeństwu obywatelskiemu powiązanie decyzji inwestycyjnych z politykami klimatycznymi. Został zaprojektowany tak, aby pomóc instytucjom finan-

⁴² <https://fossilfuelregistry.org/>

⁴³ <https://carbontracker.org/finally-we-have-a-global-registry-of-fossil-fuels/>
<https://fossilfuelregistry.org/>

⁴⁴ <https://gogel.org/>

sowym, które aspirują do bycia odpowiedzialnymi aktorami klimatycznymi w opracowaniu i wdrożeniu sensownych polityk służących zatrzymaniu ekspansji paliw kopalnych.

GOGEL zawiera dane dotyczące dwóch głównych podsektorów łańcucha ropy i gazu – wydobywania i przesyłu (upstream i midstream) i pokrywa niekonwencjonalne wydobycie ropy i gazu z 6 kategorii:

- szczelinowanie hydrauliczne (fracking),
- wydobycie ropy z piasków bitumicznych,
- metan z pokładów węgla,
- ciężka ropa,
- ultra deepwater (wydobycie ropy poniżej 1500 m pod poziomem morza),
- wydobycie ropy i gazu na terenie Arktyki.

Na liście znajduje się 887 spółek odpowiedzialnych za najbardziej kontrowersyjne formy produkcji ropy i gazu, reprezentujące 94,6% produkcji, 96,0% ekspansji krótkoterminowej oraz 91,0% nakładów kapitałowych na poszukiwania nowych złóż. W podsektorze midstream GOGEL obejmuje firmy, które odpowiadają za 74,3% rozbudowy rurociągów i 91,7% rozbudowy terminali LNG. Na liście znalazły się między innymi Polski Koncern Naftowy ORLEN SA, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA.

GOGEL łączy także spółki z konkretnymi projektami obciążonymi poważnym ryzykiem reputacyjnym innym niż wpływ na klimat. Projekty naftowo-gazowe mają wiele negatywnych skutków poza emisją gazów cieplarnianych. Projekty związane z ryzykiem utraty reputacji zawarte w GOGEL są związane z jedną lub więcej z 4 zdefiniowanych kategorii ryzyka utraty reputacji:

- a) szkody społeczne;
- b) zniszczenie środowiska;
- c) konflikty/przemoc;
- d) spory sądowe.

Lista projektów ryzyka reputacyjnego jest regularnie aktualizowana.

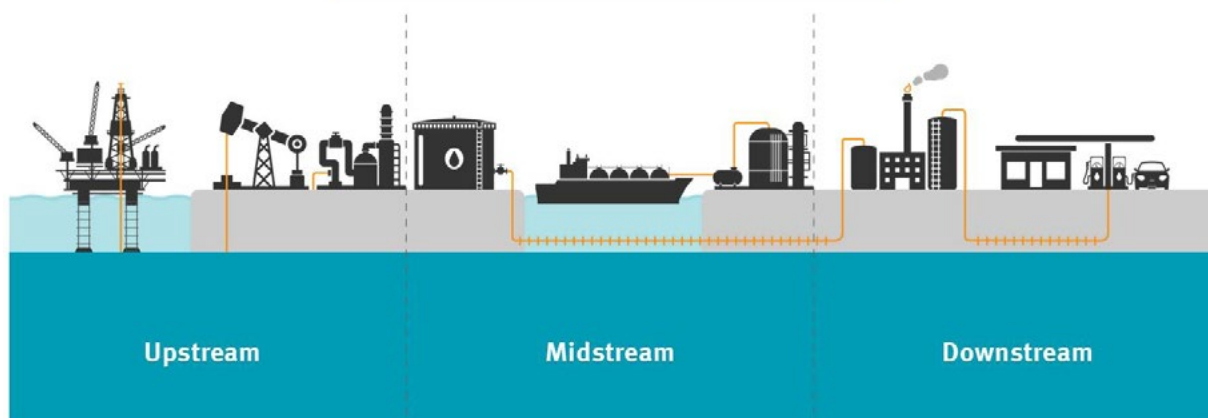
Global Oil & Gas Exit List

a project of **urgewald**

Home Reputational Risk Projects GOGEL Explained Finance Data Publications About Us



In Focus: Expansion & Unconventionals



Global Oil and Gas Exit List analizuje inwestycje gazowe w całym łańcuchu produkcyjnym sektora naftowo-gazowego.

Źródło: Global Oil & Gas Exit List, <https://gogel.org/gogel-explained>

Oil and Gas Policy Tracker

Oil and Gas Policy Tracker⁴⁵ ma na celu śledzenie dobrych praktyk stosowanych przez instytucje finansowe – banki, właściciele i zarządcy aktywów oraz ubezpieczyciele i reasekuratorzy na całym świecie – a także wykrywanie luk i wad w ich politykach, aby zapewnić, że sektor finansowy skutecznie przyczynia się do osiągnięcia celu klimatycznego 1,5°C. Polityki instytucji finansowych podlegają ocenie w następujących kategoriach:

- a) wykluczenie wsparcia dla projektów z sektora ropy i gazu;
- b) wykluczenie wsparcia dla firm planujących rozwój projektów ropy i gazu;
- c) jakość zobowiązań do wykluczenia wsparcia dla sektora ropy i gazu;
- d) jakość zobowiązań dotyczących wykluczenia dla wsparcia projektów i firm w 4 sektorach niekonwencjonalnych: wydobywanie ropy i gazu w Arktyce, gaz i ropa z łupków, piaski bitumiczne, ultra deepwater.

⁴⁵ <https://oilgaspolicytracker.org/>

Narzędzie to zostało przygotowane przez francuski think tank Reclaim Finance specjalizujący się w ocenie polityk środowiskowych instytucji finansowych. Jednocześnie jako organizacja pozarządowa prowadzi kampanie wskazujące instytucje finansowe odpowiedzialne za kryzys klimatyczny oraz te, które stoją za dobrymi i złymi praktykami.

Banking on Climate Chaos

Aktualizowany co roku raport Banking on Climate Chaos⁴⁶ sumuje wsparcie finansowe udzielone przez 60 największych banków (udzielanie kredytów oraz gwarantowanie emisji długu i akcji) dla całego sektora paliw kopalnych, jak również dla największych podmiotów odpowiedzialnych za ekspansję przemysłu paliw kopalnych oraz firm w poszczególnych sektorach o największym wpływie na środowisko. Wśród tych ostatnich wymieniono finansowanie wydobywania w Arktyce, wydobywania gazu łupkowego i budowy terminali LNG. Raport naświetla także szczegółowe źródła finansowania dla wymienionych w GOGEL 20 największych firm odpowiadających za ponad połowę projektów z sektora naftowo-gazowego w fazie rozwoju i wydatków na poszukiwanie nowych rezerw.

Autorami raportu są organizacje Rainforest Action Network, BankTrack, Indigenous Environmental Network, Oil Change International, Reclaim Finance, Sierra Club i Urgewald, a poparło go ponad 500 organizacji z ponad 50 krajów świata, w tym Polski. Wśród analizowanych spółek znalazł się Polski Koncern Naftowy ORLEN SA.

⁴⁶ <https://www.bankingonclimatechaos.org/>

JAN CHUDZYŃSKI

Finansowanie i ubezpieczenie sektora gazowego

1. Trendy w finansowaniu i ubezpieczeniu sektora gazowego

Agresja Rosji na Ukrainę i wywołany tym szok na rynku energetycznym skłonił decydentów do zabezpieczania alternatywnych kierunków dostaw surowców, włączając w to poszukiwania i eksploatację nowych złóż. W czerwcu 2022 roku Sekretarz Generalny ONZ, Antonio Guterres, nowe inwestycje w paliwa kopalne nazwał „urojonymi”, nawołując jednocześnie do zdecydowanego wsparcia rozwoju energii odnawialnej¹.

Z opublikowanego w 2021 roku raportu IEA (International Energy Agency – Międzynarodowa Agencja Energetyczna) „*Net-zero by 2050: A roadmap for the global energy sector*” wynika, że osiągnięcie celu neutralności klimatycznej w 2050 roku wymaga odchodzenia od istniejących i zaprzestania inwestycji w nowe źródła paliw kopalnych. Dyrektor wykonawczy MAE, dr Fatih Birol, komentując raport wskazał nawet iż „*jeśli rządy poważnie podchodzą do kryzysu klimatycznego, nie może być nowych inwestycji w ropę, gaz i węgiel, od teraz – od tego roku*”².

¹ <https://news.un.org/en/story/2022/06/1120372>

² <https://www.carbonbrief.org/daily-brief/no-place-for-new-fossil-fuels-if-world-is-to-reach-net-zero-by-2050-says-landmark-report/>

Banki oraz towarzystwa ubezpieczeniowe i reasekuracyjne stopniowo wprowadzają polityki klimatyczne ograniczające świadczenie usług dla wydobycia zarówno gazu, jak i ropy. Podczas gdy działalność w sektorze węglowym staje się niezwykle trudna zarówno do sfinansowania, jak i ubezpieczenia, w sektorze gazowym liczba podobnych zapisów jest wciąż mniejsza choć zaczyna szybko wzrastać³.

Ponad 60 z największych na świecie instytucji finansowych przebadanych przez think-tank Reclaim Finance posiada polityki dotyczące wyłączenia z finansowania sektora gazu i ropy⁴. Niemiecki Commerzbank zdecydował o całkowitym zaprzestaniu finansowania projektów wydobycia tych paliw⁵, zaś francuski Banque Postale wykluczył świadczenie jakichkolwiek usług finansowych także zasilanym nimi elektrowniom⁶.

W 2020 roku australijski ubezpieczyciel Suncorp jako pierwszy na świecie wycofał się z ubezpieczenia produkcji gazu i ropy, zapowiadając całkowite wycofanie się z tych sektorów do 2025 roku⁷. W 2021 roku również włoskie Generali zadeklarowało zaprzestanie ubezpieczania projektów poszukiwania i wydobycia gazu i ropy⁸. Z kolei Swiss Re, jeden z największych reasekuratorów na świecie, zapowiedział że nie będzie reasekurował nowych projektów wydobycia tych paliw zatwierdzonych po 2022 roku, zaś po 2030 roku nie będzie świadczył usług firmom nie posiadającym wiarygodnych strategii osiągnięcia neutralności klimatycznej⁹.

³ <https://capitalmonitor.ai/sector/energy-and-utilities/coal-insurance-policy-gap-almost-closed-data-reveals/>

⁴ <https://oilgaspolicytracker.org/>

⁵ https://www.commerzbank.com/media/nachhaltigkeit/ii_positionen__richtlinien_/Commerzbank_ESG_Framework_2022_EN.pdf

⁶ <https://www.labanquepostale.com/content/dam/lbp/documents/institutionnel/rse/politique-petrole-gaz-lbp-2021.pdf>

⁷ <https://www.theguardian.com/environment/2020/aug/21/insurance-giant-suncorp-to-end-coverage-and-finance-for-oil-and-gas-industry>

⁸ <https://www.generali.com/media/press-releases/all/2021/Generali-updates-its-strategy-for-climate-protection>

⁹ https://reports.swissre.com/2021/assets/pdf/AR21_SURE_Sustainability_Report_2021.pdf, s.34 oraz <https://global.insure-our-future.com/swiss-re-leads-insurance-exodus-from-oil-and-gas/>

Na początku października 2022 roku do tego grona dołączył kolejny z największych reasekuratorów – Munich Re. Zgodnie z zastrzeżoną polityką, od kwietnia 2023 roku firma nie będzie inwestowała w i reasekurowała projektów nowych pól gazowych i ropy naftowej¹⁰.

1.1. Finansowanie i ubezpieczanie sektora gazowego w Polsce

W porównaniu do polityk zagranicznych instytucji finansowych, polskie banki i towarzystwa ubezpieczeniowe praktycznie nie formułują zapisów dotyczących sektora gazowego. Z dokonanego w pierwszej połowie 2022 roku przeglądu polityk i dostępnych dokumentów siedmiu największych pod względem aktywów polskich banków (Tabela 1.) wynika, że zaledwie w przypadku jednej instytucji pojawiły się zapisy zapowiadające ograniczenia finansowania tego obszaru.

Pozostałe sześć banków w swoich politykach nie deklaruje redukcji wsparcia dla gazu ze źródeł konwencjonalnych lub w żaden sposób nie odnosi się do tego paliwa. Trzy z nich ograniczyły finansowanie wydobycia gazu łupkowego lub gazu wydobywanego z piasków bitumicznych lub dla projektów prowadzonych na terenach cennych przyrodniczo (np. Arktyka). Jeden z banków mało precyzyjnie deklaruje „ostrożne podejście” do branży górnictwa gazu. Pozostałe dwa w ogóle nie odnoszą się do tego sektora.

Podczas odbywających się w 2022 roku zwyczajnych walnych zgromadzeniach (ZWZ) akcjonariuszy, w odpowiedzi na pytania dotyczące tych zapisów, przedstawiciele i członkowie zarządów instytucji sektora finansowego nie deklarowali odejścia od wspierania sektora gazowego.

Wiceprezes zarządu Pekao SA brak zapisów i podjęcia dyskusji na temat wykluczenia finansowania gazu tłumaczył obowiązującą w Polsce narracją przedstawiającą gaz jako paliwo przejściowe w procesie transformacji energetycznej. Następnie jako czynnik uniemożliwiający rozpoczęcie procesu ograniczenia finansowania, wskazał sytuację międzynarodową związaną z wojną w Ukrainie, zapowiadając jednocześnie wstrzymanie – do

¹⁰ <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/munich-re-tightens-oil-gas-policies-2022-10-06/>

czasu jej ustabilizowania – prac nad tematem wszelkich wyłączeń z finansowania (zarówno węgla jak i gazu)¹¹.

Tabela 1. Zestawienie zapisów dotyczących finansowania sektora gazowego w politykach klimatycznych i oficjalnych dokumentach największych polskich banków

PKO BP	Bank przyjął strategię ostrożnego podejścia do branż górnictwa ropy naftowej i gazu czy produkcji chemikaliów, wyrobów chemicznych i wyrobów z gumy.
Pekao SA	brak informacji
Santander Bank Polska	Nie będzie finansować: projektów na północ od koła podbiegunowego, wydobycia z piasków bitumicznych i łupków, ani firm, dla których poszukiwania bądź wydobycie gazu lub ropy w Arktyce stanowi ponad 30% działalności. Poszukiwanie złóż, budowa instalacji oraz wydobycie (w tym odwierty) prowadzone w obszarach głębinowych a także rozwój, budowa, rozbudowa instalacji ciekłego gazu ziemnego (LNG) będą podlegały dodatkowej analizie.
ING Bank Śląski	Bank przyjął strategię ostrożnego podejścia do branż górnictwa ropy naftowej i gazu czy produkcji chemikaliów, wyrobów chemicznych i wyrobów z gumy.
mBank	Nie finansuje spółek poszukujących i wydobywających gaz łupkowy, ani spółek eksploatujących tereny cenne przyrodniczo (np. Arktyka) lub w rażący sposób naruszających regulacje środowiskowe.
BNP Paribas Bank Polska	Nie finansuje projektów pozyskiwania gazu łupkowego oraz gazu ze złóż w Arktyce; nie świadczy nowych usług finansowych spółkom specjalizującym się w takich projektach.
Bank Millennium	brak informacji

Źródło: Banki Finansują Paliwa Kopalne – Raport RT-ON (2022)

W odpowiedzi na pytania zadane przez akcjonariuszy, PKO BP deklaruje wsparcie dla zielonej energii, choć zaznacza że nie planuje określić daty ani tempa ograniczenia finansowania sektora paliw kopalnych, w tym gazu. W podobnym duchu jak Pekao SA, swoje stanowisko w kwestii neutralności klimatycznej określa jako „pragmatyczne”¹².

¹¹ Zapis transmisji obrad Walnego Zgromadzenia Banku Pekao SA (15.06.2022), (od 59. minuty nagrania) http://n-22-10.dcs.redcdn.pl/file/o2/GPWMedia/video/mp4/20220615_pekao_wza_pl.mp4

¹² https://www.pkobp.pl/media_files/9cf4209e-b766-44e9-b759-ddc8c1a02c7d.pdf

Z kolei w obszarze ubezpieczeń, zdaniem członkini zarządu PZU, określenie kryteriów i wskazanie daty zakończenia ochrony ubezpieczeniowej sektorów wysokoemisyjnych byłoby podejściem wykluczającym, nie uwzględniającym aspektu społecznego i ekonomicznego.



Zdjęcie: Spalanie gazu w pochodni. Tłocznia gazu. Butler County, Ohio, USA.

Źródło: Ted Auch, FracTracker Alliance, 2018

2. Finansowanie sektora gazowego w Polsce

Największymi w Polsce inwestorami w obszarze wydobywania, przesyłu i produkcji energii z gazu są PGNiG, Gaz-System oraz PKN Orlen. Pierwsze z nich kontroluje ok. 85% rynku sprzedaży tego paliwa, drugie do 2068 roku ma zapewnioną pozycję operatora gazowego systemu przesyłowego, zaś PKN Orlen – wraz z przyłączanym właśnie do tego koncernu PGNiG oraz przejętą w kwietniu 2020 r. Energą – planuje budowę nowych elektrowni opalanych gazem.

W ostatnich latach inwestycjami gazowymi wymagającymi największych nakładów były projekty realizowane przez Gaz-System, czyli budowa terminalu LNG w Świnoujściu (2 mld zł i 1,9 mld PLN kosztów budowy trzeciego zbiornika) oraz budowa niedawno uruchomionego gazociągu Baltic Pipe (łącznie 1,6 mld EUR, z czego 784 mln EUR po stronie polskiej).

Inwestycje te zostały zrealizowane przy wykorzystaniu środków własnych, unijnych, jak i pożyczek z Europejskiego Banku Inwestycyjnego oraz

banków komercyjnych. W tej części raportu omówione zostanie ostatnie z wymienionych źródeł finansowania.

Tabela 2. Finansowanie budowy Terminalu LNG w Świnoujściu i gazociągu Baltic Pipe

Terminal LNG w Świnoujściu	
Dotacja w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ) UE	środki w wysokości 456 mln zł
Program Komisji Europejskiej „European Energy Programme for Recovery”	środki w wysokości 245 mln zł
Europejski Bank Inwestycyjny (EBI)	kredyt inwestycyjny 600 mln zł
Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBOiR)	kredyt inwestycyjny 300 mln zł
Inne i środki własne Gaz-System	ok. 1,1 mld zł; w tym planowana emisja obligacji gwarantowana przez: mBank SA, Pekao SA, ING Bank Śląski SA oraz Nordea Bank SA ¹³
Gazociąg Baltic Pipe	
wsparcie UE, w tym instrument „Connecting Europe Facility (CEF)” (Łącząc Europę”)	243,5 mln EUR
Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) (2019)	1 mld zł
Środki własne i kredyt bankowy	kredyt do 5,5 mld zł; konsorcjum dziesięciu banków: Bank Gospodarstwa Krajowego, BNP Paribas Bank Polska SA, CaixaBank, S.A., PKO BP, Bank Millennium SA, China Construction Bank (Europe) S.A., Credit Agricole Bank Polska SA, Alior Bank SA, mBank SA, Bank of China (Luxembourg) SA

Źródło: komunikaty prasowe Gaz-System

2.1. Finansowanie sektora gazowego przez banki komercyjne

Największym w polskim sektorze gazowym kredytobiorcą korzystającym z finansowania banków komercyjnych (oraz Banku Gospodarstwa Krajo-

¹³ <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/archiwum/gaz-system-s-a-organizuje-finansowanie-nowych-inwestycji.html>

wego) jest PGNiG SA. W latach 2019-2022 spółka podpisała osiem umów kredytowych na kwotę około 26 mld zł, dodatkowo w ramach obowiązującej do 2025 roku umowy programu emisji obligacji może pozyskać jeszcze do 5 mld zł. W tym samym okresie Gaz-System podpisał umowę kredytową zapewniającą finansowanie do 5,5 mld zł. (Tabela 3.)

Ponad jedna trzecia pozyskanego przez PGNiG finansowania przypada na podpisaną z konsorcjum dziewięciu banków w 2019 roku umowę kredytu odnawialnego na kwotę 10 mld zł. Jest to największą tego typu umowa w historii polskiego sektora energetycznego, zaś środki mają być wykorzystywane na bieżącą działalność, finansowanie inwestycji w wydobycie, sieć dystrybucyjną oraz energetykę gazową. Wśród uczestników konsorcjum znalazło się pięć z siedmiu największych banków w Polsce (PKO BP, Pekao SA, Santander Bank Polska, ING Bank Śląski oraz BNP Paribas Bank Polska)¹⁴.

W kolejnych latach największe umowy kredytowe PGNiG podpisywało z bankami z udziałem skarbu państwa – Bankiem Gospodarstwa Krajowego (BGK), Pekao SA oraz PKO BP.

Z kolei wydatki inwestycyjne Gaz-Systemu w latach 2020-2025, w tym finansowanie budowy gazociągu Baltic Pipe oraz rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu, zostały częściowo zabezpieczone dzięki umowie kredytowej na kwotę 5,5 mld zł podpisanej w lipcu 2020 roku z konsorcjum dziesięciu banków. Wśród nich znalazły się cztery z siedmiu największych banków w Polsce (PKO BP, mBank SA, BNP Paribas Bank Polska SA oraz Bank Millennium SA)¹⁵.

We wrześniu 2022 roku Gaz-System otrzymał od Polskiego Funduszu Rozwoju (PFR) pożyczkę w wysokości 1 mld zł. Środki te mają zostać przeznaczone na sfinansowanie inwestycji, w tym pływającego terminala

¹⁴ <https://pgnig.pl/relacje-inwestorskie/raporty-gieldowe/biezace/-/reports/details/raport-biezacy-nr-27-2019?>

<https://gospodarka.dziennik.pl/news/artykuly/600910,pgnig-kredyt-10-mld-zl-rekord.html>

¹⁵ <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/archiwum/gaz-system-pozyskal-finansowanie-na-realizacje-strategicznych-inwestycji-w-latach-2020-2025.html>

LNG typu FSRU w Zatoce Gdańskiej¹⁶. Na razie brak informacji na temat kolejnych pożyczek na ten cel. Wiceprezes Gaz-Systemu potwierdził jednak, że oprócz wykorzystania ze środków unijnych, liczy też na wsparcie projektu przez sektor bankowy^{17,18}.

Środki na bieżące inwestycje Orlenu miała zapewnić podpisana w 2020 roku umowa kredytu odnawialnego w wysokości 1,75 mld EUR¹⁹. Orlen zawarł ją z konsorcjum 16 (!) banków, w tym Pekao SA oraz BNP Paribas jako głównym organizatorem finansowania²⁰. Od tego czasu spółka wyemitowała też dwie serie obligacji po 1 mld zł każda^{21,22}, a w maju 2021 roku we współpracy z sześcioma bankami (BNP Paribas Bank Polska SA, ING Bank Śląski SA, UniCredit, Pekao SA oraz CaixaBank i SMBC Nikko) ustanowiła nowy program emisji obligacji o wartości do 5 mld zł, do tej pory uzyskując z emisji 0,5 mld EUR²³.

Na początku 2022 roku dyrektor wykonawczy Orlenu ds. energetyki poinformował opinię publiczną o sporym zainteresowaniu banków finansowaniem elektrowni gazowej w Ostrołęce mając nadzieję, że podobnie będzie też w przypadku planowanych gazowych projektów koncernu w Grudziądzu i Gdańsku²⁴. Wciąż jednak nie wiadomo jak będzie wyglądał ostateczny montaż finansowy realizowanego przez Orlen, Energeę i PGNiG przedsięwzięcia w Ostrołęce.

¹⁶ <https://forsal.pl/biznes/energetyka/artykuly/8532070,gaz-system-pfr-1-mld-zl-poprawa-bezpieczenstwa-energetycznego.html>

¹⁷ <https://www.pb.pl/pieniadze-na-falochron-przy-gazoporcie-1147567>

¹⁸ <https://biznesalert.pl/artur-zawartko-gaz-system-finansowanie-budowy-fsru/>

¹⁹ <https://www.ornlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/2020/lipiec/PKN-ORLEN-refinansuje-kredyt-na-kwote-1,75-mld-EUR>

²⁰ <https://www.bnpparibas.pl/repozytorium/komunikaty/Bank-BNP-Paribas-wspolfinansuje-inwestycje-PKN-ORLEN>

²¹ <https://www.money.pl/gielda/pkn-ornlen-wyemitowal-obligacje-o-wartosci-nominalnej-1-mld-zl-6589059824289922a.html>

²² <https://www.pb.pl/ornlen-wyemitowal-obligacje-o-wartosci-1-mld-zl-1112148>

²³ <https://obligacje.pl/pl/a/pkn-ornlen-uplasowal-zielone-euroobligacje-za-0-5-mld-euro>

²⁴ <https://wgospodarce.pl/informacje/106746-ornlen-banki-zainteresowanie-wspolfinansowaniem-ostroleki>

Tabela 3. Zestawienie wybranych umów kredytowych i programów emisji obligacji w sektorze gazowym w latach 2019-2022

PGNiG SA	2022	750 mln zł	Societe Generale SA
	2022	1,8 mld zł	Bank of China Limited, Bank of China (Europe), Deutsche Bank Polska S.A., Credit Agricole Bank Polska S.A.
	2022	170 mln EUR	Sumitomo Mitsui Banking Corporation
	2022	4,8 mld zł	Pekao SA
	2022	4,8 mld zł	Bank Gospodarstwa Krajowego
	2022	120 mln EUR	Industrial and Commercial Bank of China (Europe) S.A. Oddział w Polsce
	2021	2,7 mld zł	Bank Gospodarstwa Krajowego, PKO BP, Caixa Bank S.A.
	2019	10 mld zł	Bank Gospodarstwa Krajowego, Pekao SA, BNP Paribas Bank Polska SA, Caixa Bank SA, ING Bank Śląski SA, Intesa Sanpaolo SpA SA, PKO BP, Santander Bank Polska SA oraz Société Générale SA.
	do 2025	5 mld zł	(2017) umowa programu emisji obligacji organizowanej przez ING Bank Śląski SA, Pekao SA, Bank Handlowy w Warszawie SA, Bank BGŻ BNP Paribas SA, przedłużona do 2025 roku
Gaz-System	2020	5,5 mld zł	Bank Gospodarstwa Krajowego, BNP Paribas Bank Polska SA, CaixaBank, S.A., PKO BP, Bank Millennium SA, China Construction Bank (Europe) S.A., Credit Agricole Bank Polska SA, Alior Bank SA, mBank SA, Bank of China (Luxembourg) SA
PKN Orlen	2020	1,75 mld EUR	konsorcjum 16 banków: BNP Paribas jako główny organizator finansowania, Pekao SA oraz 14 innych banków (brak danych)

Źródło: opracowanie własne na podstawie raportów giełdowych i komunikatów prasowych spółek

3. Ubezpieczanie sektora gazowego w Polsce

Rynek ubezpieczeń inwestycji i operacji sektora gazowego w Polsce jest obecnie zdominowany przez towarzystwa ubezpieczeń wzajemnych (w skrócie TUW) utworzone przez PZU (TUW PZUW) w 2015 oraz PGNiG (Pol-

ski Gaz T UW) w 2016 roku. W odróżnieniu od tradycyjnych towarzystw ubezpieczeniowych, TUWy są organizacjami non-profit zapewniającymi swoim członkom tańszą ochronę ubezpieczeniową²⁵.

Prowadzone przez PZU towarzystwo ubezpieczeń wzajemnych już w drugim roku działalności miało wśród członków prawie cały polski sektor energetyczny, głównie węglowy²⁶. Powstały w 2017 roku Polski Gaz T UW początkowo koncentrował się na ochronie ubezpieczeniowej spółek z grupy kapitałowej PGNiG, jednak z czasem z jego usług zaczęły korzystać Gaz-System i Lotos²⁷. Planowano nawiązać też współpracę z Orlenem²⁸, mimo iż koncern od lat posiada wewnętrzne towarzystwo ubezpieczeniowe działające na podobnych zasadach jak TUWy (tzw. captive)^{29, 30}.

To właśnie PZUW T UW i Polski Gaz T UW miały wspólnie zająć się ubezpieczeniem procesu budowy Baltic Pipe³¹. W przeszłości polisy na tzw. duże ryzyka w sektorze elektroenergetycznym były przeważnie wystawiane przez konsorcja towarzystw ubezpieczeniowych. Tak było w przypadku realizowanej przez Gaz-System budowy terminalu LNG w Świnoujściu, którą ubezpieczało konsorcjum składające się z PZU, TUiR Warta, Ergo Hestia, Generali i Allianz Polska. (Tabela 4.) Wysokość składki na polisy gwarantujące pokrycie strat do 4,5 mld zł wyniosła wtedy 18,5 mld zł³². Tuż po otwarciu terminalu w 2016 roku został on objęty ochroną ubezpieczeniową przez konsorcjum w tym samym składzie. Umowa obowiązywała przez trzy lata i kosztowała operatora Polskie LNG ponad 32 mln zł³³.

²⁵ <https://www.tuwpzuw.pl/ubezpieczenia-wzajemne-tansze-od-komercyjnych.html>

²⁶ <https://strefabiznesu.pl/ubezpieczenia-wzajemne-towarzystwo-zarabia-ty-zyskujesz/ar/12310337>

²⁷ <https://www.wnp.pl/gazownictwo/pgnig-trafil-w-dziesiatke-ze-swoimi-ubezpieczeniami,322116.html>

²⁸ Str.15 https://polskigaztuw.pl/wp-content/uploads/2020/06/SFCR_PGTUW_2019-Sprawozdanie-o-wyp%C5%82acalno%C5%9Bci-i-kondycji-na-dzie%C5%84-31-grudnia-2019.pdf

²⁹ <https://mojafirma.infor.pl/wiadomosci/206674,Tansze-ubezpieczenia-dla-firm.html>

³⁰ <https://www.parkiet.com/gospodarka/art23613091-gigant-oszczedza-na-ubezpieczeniu>

³¹ https://dziennikubezpieczeniowy.pl/2018/04/25/Polski_Gaz_TUW_skuteczny_rok_dzialalnosci/arttykul/115686

³² <https://terminallng.gaz-system.pl/pl/biuro-prasowe/aktualnosci/wiadomosc/arttykul/201108/>

³³ <https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:209457-2016:TEXT:EN:HTML&tabId=0>

Tabela 4. Ubezpieczenie Terminalu LNG w Świnoujściu

2010	<p>Ubezpieczenie budowy terminalu LNG w Świnoujściu Konsorcjum ubezpieczycieli: PZU SA, TUiR Warta SA, Ergo Hestia SA, Generali SA, Allianz SA Zakres polisy:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● CAR / EAR – ubezpieczenie wszystkich ryzyk budowlano-montażowych, ● ALOP – ubezpieczenie utraty spodziewanych przychodów w związku ze szkodą objętą CAR/EAR , ● CARGO – ubezpieczenie mienia w transporcie krajowym i międzynarodowym w zakresie wszystkich ryzyk, ● DSU / MDSU – ubezpieczenie utraty spodziewanych przychodów w związku ze szkodą objętą CARGO <p>Suma składek: 18 533 000 zł</p>
2016	<p>Ubezpieczenie terminalu LNG w Świnoujściu w latach 2016-2019 Konsorcjum ubezpieczycieli: PZU SA, TUiR Warta SA, Ergo Hestia SA, Generali SA, Allianz SA Zakres polis:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 1. ubezpieczenie mienia od wszystkich ryzyk (w tym property damage – PD oraz machinery breakdown – MB), 2. ubezpieczenie utraty zysku wskutek szkód objętych ochroną w ramach ubezpieczenia mienia od wszystkich ryzyk (business interruption – BI oraz machinery loss of profit – MLoP) ● Ubezpieczenie od szkód w mieniu oraz przerw w działalności w wyniku aktów terroryzmu (terrorism) ● 1. ubezpieczenie odpowiedzialności cywilnej z tytułu posiadanego mienia lub prowadzonej działalności, w tym w związku z działalnością lądowej części terminalu, 2. ubezpieczenie odpowiedzialności cywilnej w związku z działalnością morskiej części terminalu, 3. ubezpieczenie odpowiedzialności cywilnej za szkody środowiskowe <p>Suma składek: 32 074 801 zł</p>

Źródło: Budowa terminalu LNG ubezpieczona na 4,5 mld złotych³⁴, TED Tenders electronic daily, <https://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:209457-2016:TEXT:EN:HTML>

Zmiana w obszarze ubezpieczenia polskiego sektora gazowego i dominacja towarzystw ubezpieczeń wzajemnych (Polski Gaz TUW i PZUW TUW) nie oznacza jednak, że są one odporne na światowe trendy i wspomniany wcześniej trend ograniczania ochrony ubezpieczeniowej dla sektorów gazu i ropy. TUWy i tak potrzebują reasekuracji, o którą w przypadku sektora gazowego będzie coraz trudniej ze względu na opublikowane już polityki i zapowiedzi reasekuratorów³⁵.

³⁴ <https://terminallng.gaz-system.pl/pl/biuro-prasowe/aktualnosci/wiadomosc/arttykul/201108/>

³⁵ <https://www.theinsurer.com/reinsurance-month/europes-big-four-reinsurers-lead-industrys-nascent-exodus-from-conventional-oil-and-gas/24987.article>

STANISŁAW STEFANIAK

Finansowanie instalacji gazowych a ramy regulacyjne obowiązujące banki

1. Wstęp

Na tę chwilę, UE nie wprowadziła, ani nie planuje wprowadzić bezpośrednich zakazów lub ograniczeń ilościowych dla finansowania inwestycji w paliwa kopalne. Finansowanie paliw kopalnych nie jest też co do zasady objęte odrębną regulacją w ramach regulacji ostrożnościowych dla banków, a zapośredniczone jest najczęściej regulacyjnie poprzez normy odnoszące się do bardziej ogólnej kategorii ryzyka środowiskowego czy klimatycznego, które tego rodzaju inwestycje generują. Ponadto, niektóre inwestycje gazowe są przez unijne ramy regulacji zrównoważonych finansów wprost sankcjonowane, poprzez włączenie ich do Taksonomii.

Mimo to, z kształtu unijnych obowiązujących i procedowanych regulacji można wywnioskować, że tego typu inwestycje już wiążą się, lub niedługo będą wiązały się z dodatkowymi obowiązkami regulacyjnymi o zróżnicowanym charakterze: począwszy od obowiązków o ograniczonym stopniu uciążliwości, jak obowiązków informacyjnych i wymogów ujawniania określonych informacji, skończywszy na tych potencjalnie znacznie ingerujących w działalność bankową, takich jak dodatkowe wymogi kapitałowe związane z finansowaniem paliw kopalnych.

2. Podstawowe założenia regulacji finansowania aktywów gazowych i innych paliw kopalnych

2.1. Ramy regulacyjne zrównoważonych finansów – Taksonomia

Na unijne ramy regulacyjne zrównoważonych finansów składa się szereg aktów przyjętych – lub nadal opracowywanych – przez organy prawodawcze UE w ramach realizacji Planu Działania ws. Zrównoważonych Finansów Komisji Europejskiej z 2018 roku¹. W skład tych aktów wchodzi m.in. projektowana Dyrektywa CSRD², wprowadzająca zmiany w raportowaniu niefinansowym objętych jej zakresem podmiotów, która obejmuje zarówno ujawnianie informacji o wpływie czynników środowiskowych, społecznych i związanych z ładem korporacyjnym (ang. *Environmental, Social and Governance*, dalej: “ESG”) na spółkę, jak i o wpływie działalności spółki na te czynniki; rozporządzenie SFDR³, ustanawiające obowiązki informacyjne dla pośredników finansowych oferujących produkty i usługi finansowe oraz przede wszystkim unijna Taksonomia⁴ – klasyfikacja działalności mająca udzielać odpowiedzi na pytanie, jakiego rodzaju działalność można uznać za zgodną z celami środowiskowymi UE. Łącznie wszystkie te akty mają zapewnić przepływ informacji dotyczących czynników ESG w całym łańcuchu pośredników finansowych – od emitentów instrumentów finansowych (spółki), przez instytucje finansowe konstruujące na bazie wyemitowanych akcji i obligacji produkty finansowe, takie jak indeksy gieł-

¹ Komisja Europejska *Plan działania: finansowanie zrównoważonego wzrostu gospodarczego*, 8.3.2018, COM(2018) 97 final

² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52021PC0189>

³ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/2088 z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie ujawniania informacji związanych ze zrównoważonym rozwojem w sektorze usług finansowych (Tekst mający znaczenie dla EOG), Dz.U. UE L 317, 9.12.2019

⁴ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088, Dz. U. UE, L 198, 22.6.2020

dowe lub fundusze inwestycyjne, po doradców finansowych pomagających klientom dokonać decyzji inwestycyjnych.

To co łączy te regulacje to fakt, że ustanawiają one przede wszystkim obowiązki informacyjne – podmioty nimi objęte będą musiały dokonywać ujawnień określonych informacji. Są to więc rozwiązania rynkowe, które mają za zadanie zwiększenie transparentności rynków finansowych w odniesieniu do ryzyk ESG oraz wpływu środowiskowego inwestycji, co w konsekwencji ma umożliwić inwestorom dokonywanie bardziej świadomych decyzji. Ponadto, w stopniu, w jakim inwestorzy preferować będą inwestycje pozytywne środowiskowo, może to spowodować przepływ finansowania od inwestycji postrzeganych jako szkodliwe środowiskowo do tych ocenianych jako zgodne z celami środowiskowymi, co skutkować będzie zwiększeniem kosztu finansowania inwestycji szkodliwych, w sposób zgodny z założeniem działania dyscypliny rynkowej. Teoretycznie więc podmioty gospodarcze, obawiające się ryzyka reputacyjnego wynikającego z ujawnionych informacji o wysokim ryzyku ESG lub własnym negatywnym wpływie środowiskowym oraz zmieniających się preferencji inwestorów w tym zakresie, będą posiadać zachęty do zwiększenia stopnia zgodności z Taksonomią. Taki efekt jest jednak zależny od preferencji samych inwestorów, w które unijne ramy zrównoważonych finansów zasadniczo nie starają się odgórnie ingerować.

Ma to odniesienie również do unijnej Taksonomii, która, jak wprost podkreśla Komisja Europejska, nie ustanawia obowiązku finansowania określonego rodzaju działalności, ani nie zabrania finansowania żadnego rodzaju działalności⁵. Taksonomia wiąże się jednak z koniecznością ujawnień odsetka działalności (mierzonej przychodami, nakładami inwestycyjnymi oraz operacyjnymi) zgodnego z Taksonomią przez przedsiębiorstwa niefinansowe oraz, w przypadku banków, odpowiedniego odsetka portfela kredytowego lub inwestycyjnego zgodnego z Taksonomią, co wywrzeć może również opisane powyżej efekty dostosowawcze w wyniku działania dyscypliny rynkowej.

⁵ Komisja Europejska *FAQ: What is the EU Taxonomy and how will it work in practice?*, https://finance.ec.europa.eu/system/files/2021-04/sustainable-finance-taxonomy-faq_en.pdf, s.1

Obecnie finansowanie paliw kopalnych może znaleźć odzwierciedlenie w ujawnieniach taksonomicznych banków jedynie w zakresie, w jakim finansują one inwestycje gazowe spełniające wymogi Taksonomii (zob. pkt. 3. a poniżej). Będzie to więc odzwierciedlenie „pozytywne”, zwiększające stopień zgodności banku z Taksonomią, choć inwestycje w aktywności przejściowe muszą być wyodrębnione w taksonomicznych ujawnieniach. Jednak w przyszłości, w wyniku planowanego przyjęcia „czerwonej” Taksonomii dla działalności niezgodnej z unijnymi celami klimatycznymi⁶, finansowanie paliw kopalnych będzie zwiększać udział tak oznaczonej działalności w ujawnieniach banków, potencjalnie wywierając presję reputacją lub rynkową na ograniczenie tego typu ekspozycji.

2.2. Ramy regulacji ostrożnościowych

Regulacje ostrożnościowe oraz nadzór ostrożnościowy nad bankami w UE oparte są na celu zapewnienia stabilności finansowej, zarówno poszczególnych banków jak i systemu finansowego w ogóle. W związku z tym, regulacje te nakierowane są przede wszystkim na ograniczanie ryzyka wynikającego z finansowanych przez bank aktywów (ekspozycji) dla samych banków. Jest to więc perspektywa tzw. „pojedynczej istotności” – wpływ finansowanych ekspozycji na środowisko nie jest, co do zasady, istotny z punktu widzenia regulacji mikroostrożnościowych – istotne jest ryzyko, jakie dane ekspozycje generują dla funkcjonowania banku. Jednocześnie jednak regulacje ostrożnościowe skutkują zróżnicowaniem dostępności kapitału – w postaci kredytu bankowego – dla określonych działalności. Generalnie, im wyższe wymogi kapitałowe, tym udzielenie kredytu jest bardziej kosztowne dla banku, a w konsekwencji również dla kredytobiorcy.

Wyróżnia się dwa podstawowe rodzaje ryzyk klimatycznych, ryzyko fizyczne (związane z efektami zmian klimatycznych takimi jak ekstremalne zjawiska pogodowe, mogącymi wyrządzać szkody) oraz ryzyko przejścia czy

⁶ Platform on Sustainable Finance *Final Report on Taxonomy extension options supporting a sustainable transition*, 03.2022, https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/220329-sustainable-finance-platform-finance-report-environmental-transition-taxonomy_en.pdf

też ryzyko tranzycyjne (*transition risk*), tj. ryzyko wynikające ze zmian w prawie, regulacjach oraz politykach klimatycznych i energetycznych, a także nastrojach rynkowych i preferencjach konsumenckich związanych z transformacją gospodarki w stronę niskoemisyjności. W przypadku inwestycji w paliwa kopalne, w tym gaz, ryzykiem tym jest przede wszystkim ryzyko tzw. aktywów osieroconych (*stranded assets*), tj. ryzyko utraty wartości finansowanych projektów, w wyniku zmian regulacyjnych lub rynkowych, pomimo zdolności tych projektów do dalszej operacji. W przypadku gazu, ryzyko takie mogłoby zmaterializować się poprzez odejście od pozyskiwania energii lub ciepła z gazu poprzez dotychczasowych odbiorców tej energii, w wyniku zmian w polityce energetycznej, bądź w wyniku wyparcia ich przez alternatywne, bardziej konkurencyjne źródła energii. Ryzyko aktywów osieroconych nie jest odrębną kategorią ryzyka, ale stanowi charakterystyczny dla paliw kopalnych rodzaj ryzyka, który przejawia się w tradycyjnych kategoriach ryzyka, takich jak ryzyko kredytowe czy ryzyko rynkowe, podlegających ocenie w ramach regulacji i nadzoru ostrożnościowego.

Od logiki opartej na ocenie ryzyka w ramach regulacji ostrożnościowych istnieją co prawda nieliczne wyjątki. Wskazać tutaj należy na czynnik wsparcia dla małych i średnich przedsiębiorstw (art. 501 CRR) oraz czynnik wsparcia dla inwestycji infrastrukturalnych (art. 501a CRR), które obniżają wymogi kapitałowe dla wskazanych typów inwestycji. W tym zakresie regulacje ostrożnościowe nakierowane są więc na cele inne niż ograniczanie ryzyka, tj. wsparcie dla określonych sektorów czy branż poprzez zmniejszenie kosztów ich kredytowania i stanowią w istocie element polityki gospodarczej UE. Obecnie postuluje się przyjęcie podobnych rozwiązań w odniesieniu do ekspozycji na środowiskowo lub klimatycznie (nie) zrównoważone inwestycje poprzez przyjęcie zielonego czynnika wsparcia (*green supporting factor*) lub brązowego czynnika penalizującego (*brown penalizing factor*). Przyjęcie tej drugiej opcji mogłoby potencjalnie znacząco zwiększyć koszt finansowania paliw kopalnych jako tej klasy aktywów, która z pewnością byłaby objęta BPF.

Prace trwające w tym zakresie na szczeblu unijnym sugerują, że przyjęcie tego typu instrumentów jest mało prawdopodobne (zob. pkt. 4. b poniżej).

Nie wyklucza to jednak zwiększania zakresu uwzględniania ryzyk ESG i czynników klimatycznych w regulacjach ostrożnościowych w innej postaci, z podobnym, choć mniej intensywnym skutkiem.

Co istotne, niezależnie od dedykowanej regulacji wymogów kapitałowych w ramach Filara I, ryzyka wynikające z finansowania paliw kopalnych będą przedmiotem oceny – na zasadzie bardziej indywidualnej oceny odrębnych ekspozycji – w ramach badania adekwatności kapitałowej, przeprowadzanej przez banki oraz nadzorców w ramach tzw. Filara II (zob. pkt. 4. c poniżej).

3. Unijny system zrównoważonych finansów – Taksonomia oraz inne obowiązki informacyjne

3.1. Finansowanie gazu jako działalność przejściowa w ramach Taksonomii

3.1.1. Ogólne kryteria Taksonomii oraz techniczne kryteria kwalifikacji dla gazu

Jak wskazano powyżej, unijna Taksonomia (dalej również „TR”) ustanawia, w formie powszechnie i bezpośrednio obowiązującego rozporządzenia (nie wymagającego implementacji przez Państwa Członkowskie), kryteria, które musi spełniać dana działalność gospodarcza, żeby mogła zostać uznana za działalność zrównoważoną środowiskowo. Artykuł 3 Taksonomii wskazuje:

Do celów określenia stopnia, w jakim dana inwestycja jest zrównoważona środowiskowo, dana działalność gospodarcza kwalifikuje się jako zrównoważona środowiskowo, jeżeli działalność ta:

- a) wnosi istotny wkład w realizację co najmniej jednego z celów środowiskowych określonych w art. 9 TR, zgodnie z przepisami art. 10 – 16 TR.
- b) nie wyrządza poważnych szkód dla żadnego z celów środowiskowych określonych w art. 9 TR (tzw. zasada *do no significant harm*, DNSH)

- c) jest prowadzona zgodnie z minimalnymi gwarancjami⁷
- d) spełnia techniczne kryteria kwalifikacji, określone w wydawanych przez Komisję Europejską aktach wykonawczych do Rozporządzenia.

Artykuł 9 wymienia następujące cele środowiskowe:

- a) łagodzenie zmian klimatu;
- b) adaptacja do zmian klimatu;
- c) zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich;
- d) przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym;
- e) zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola;
- f) ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów.

Cele Taksonomii są powiązane poprzez zasadę Do No Significant Harm, w ten sposób, że nawet jeżeli dana aktywność wnosi istotny wkład w realizację jednego z celów środowiskowych (np. zapobiegania zmianom klimatu), ale jednocześnie narusza inny cel (np. ograniczenie zanieczyszczenia środowiska), to nie może być uznana za działalność zrównoważoną środowiskowo w rozumieniu Taksonomii.

Działalność powiązana z paliwami kopalnymi, w tym gazem, może zostać uznana za zrównoważoną środowiskowo, przede wszystkim jako tzw. działalność przejściowa. Zgodnie z art. 10 ust. 2 TR, tego typu działalność gospodarczą, dla której nie istnieją alternatywne niskoemisyjne rozwiązania wykonalne pod względem technologicznym i ekonomicznym, kwalifikuje się jako wnoszącą istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu, jeżeli wspomaga ona przejście do gospodarki neutralnej dla klimatu zgodnie ze ścieżką prowadzącą do ograniczenia wzrostu temperatury do 1,5°C powyżej poziomów sprzed epoki przemysłowej, w tym poprzez stopniowe wycofywanie emisji gazów cieplarnianych, w szczególności emisji ze stałych paliw kopalnych.

⁷ Zgodnie z art. 18 ust. 1 TR, minimalnymi gwarancjami są procedury stosowane przez przedsiębiorstwo prowadzące działalność gospodarczą, które mają zapewnić przestrzeganie Wytycznych OECD dla przedsiębiorstw wielonarodowych oraz Wytycznych ONZ dotyczących biznesu i praw człowieka, w tym zasad i praw określonych w ośmiu podstawowych konwencjach wskazanych w Deklaracji Międzynarodowej Organizacji Pracy dotyczącej podstawowych zasad i praw w pracy oraz zasad i praw określonych w Międzynarodowej karcie praw człowieka.

Ponadto, tego typu działalność musi:

- a) wytwarzać emisje gazów cieplarnianych na poziomie odpowiadającym najlepszym wynikom w danym sektorze lub danej gałęzi przemysłu;
- b) nie utrudniać rozwoju i wdrażania alternatywnych niskoemisyjnych rozwiązań;
- c) nie prowadzić do uzależnienia od aktywów wysokoemisyjnych, z uwzględnieniem ekonomicznego cyklu życia tych aktywów.

Szczegółowe techniczne kryteria kwalifikacji, określające warunki na jakich dana działalność może zostać uznana za wnoszącą znaczący wkład w osiągnięcie celów określonych w art. 9 TR zostały ustanowione w Rozporządzeniu Delegowanym 2021/2139 (tzw. Climate Delegated Act, „CDA”)⁸.

Rozporządzenie Delegowane zostało poszerzone o techniczne kryteria dla gazu oraz atomu na mocy Rozporządzenia Delegowanego 2022/1214⁹. W konsekwencji, obecnie Rozporządzenie Delegowane 2021/2139 zawiera techniczne kryteria kwalifikacji dla następujących trzech rodzajów działalności związanej z gazem: Produkcji energii elektrycznej z gazowych paliw kopalnych (4.29), Wysokosprawnej kogeneracji energii cieplnej/chłodniczej i energii elektrycznej z gazowych paliw kopalnych (4.30) oraz Produkcji energii cieplnej/chłodniczej z gazowych paliw kopalnych w efektywnym systemie ciepłowniczym i chłodniczym (4.31). Techniczne kryteria kwalifikacji obejmują warunki dla uznania, że wnoszony jest istotny wkład w osiągnięcie celu klimatycznego, jak i dla uznania, że nie została naruszona zasada DNSH w odniesieniu do pozostałych celów środowiskowych. Poniższa analiza skupia się na warunkach dla oceny wnoszenia znaczącego wkładu dla działalności polegającej na produkcji energii elektrycznej z gazu (4.29).

Dla produkcji energii elektrycznej z gazu, CDA przewiduje dwie alternatywne podstawy dla uznania znaczącego wkładu w cele klimatyczne. Pierwszym z nich jest wymóg aby poziom emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia instalacji wynosił mniej niż 100 g ekwiwalentu CO₂/kWh.

⁸ Dz.U. UE z 9.12.2021, L 442/1

⁹ Dz. U. UE z 15.07.2022, L 188/1

Jest to technologicznie neutralne kryterium, zgodne z kryteriami uznania innych działalności, w tym wytwarzania energii elektrycznej, za wnoszące istotny wkład w zwalczanie zmian klimatu¹⁰.

Druga, alternatywna ścieżka odchodzi od powszechnego w CDA kryterium 100 g eCO₂/kWh i dotyczy tylko instalacji dla których pozwolenie na budowę zostanie wydane do dnia 31 grudnia 2030 r. Twego typu instalacje mogą zostać uznane za zgodne z Taksonomia jeżeli spełniają następujące 7 warunków:

- (i) bezpośrednie emisje gazów cieplarnianych w ramach danej działalności są niższe niż 270 g ekwiwalentu CO₂/kWh energii wyjściowej lub roczne bezpośrednie emisje gazów cieplarnianych w ramach danej działalności nie przekraczają średnio 550 kg ekwiwalentu CO₂/kW mocy obiektu w ciągu 20 lat;
- (ii) energia, która ma zostać zastąpiona, nie może być wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, na podstawie oceny porównawczej z najbardziej opłacalną i technicznie wykonalną alternatywą odnawialną dla tej samej mocy; wynik tej oceny porównawczej jest publikowany i podlega konsultacjom z zainteresowanymi stronami;
- (iii) działalność zastępuje istniejącą działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej o wyższym wskaźniku emisji, która wykorzystuje stałe lub płynne paliwa kopalne;
- (iv) nowo zainstalowana zdolność produkcyjna nie przekracza zdolności produkcyjnej zastępowanego obiektu o więcej niż 15 %;
- (v) obiekt jest zaprojektowany i zbudowany w taki sposób, aby wykorzystywał odnawialne lub niskoemisyjne paliwa gazowe, a przejście na pełne wykorzystanie odnawialnych lub niskoemisyjnych paliw gazowych nastąpi do dnia 31 grudnia 2035 r., przy czym zobowiązanie w tym zakresie i weryfikowalny plan zostaną zatwierdzone przez organ zarządzający przedsiębiorstwa;

¹⁰ Zob. kryteria ustanowione w Aneksie I Rozporządzenia 2021/2139 m.in. dla Produkcji energii elektrycznej z energii wodnej (4.5); Produkcji energii elektrycznej z energii geotermalnej (4.6); Produkcji energii elektrycznej z odnawialnych niekopalnych paliw gazowych i ciekłych (4.7) czy Przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej (4.9).

- (vi) zastąpienie prowadzi do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55 % w całym okresie eksploatacji nowo zainstalowanej zdolności produkcyjnej;
- (vii) w przypadku gdy działalność ma miejsce na terytorium państwa członkowskiego, w którym do wytwarzania energii wykorzystuje się węgiel, to państwo członkowskie zobowiązało się do stopniowego zaprzestania wykorzystywania węgla zgodnie z odpowiednimi wymaganiami unijnego prawa.

3.1.2. Analiza i krytyka kryteriów ustanowionych dla wytwarzania energii elektrycznej z paliw gazowych

Same uwzględnienie gazu, będącego paliwem kopalnym, w Taksonomii środowiskowo zrównoważonej działalności wywołało wiele kontrowersji. Należy jednak mieć na uwadze, że włączenie gazu nie jest bezwarunkowe, a obwarowane szeregiem kryteriów, które taka działalność musi spełnić i zasadność uwzględnienia gazu w Taksonomii należy oceniać z perspektywy tych konkretnych kryteriów.

Szereg zastrzeżeń do sposobu uwzględnienia gazu w Taksonomii oraz przewidzianych dla tej działalności warunków sformułowało ciało doradcze Komisji ustanowione na potrzeby rozwijania Taksonomii, tj. Unijna Platforma ds. Zrównoważonych Finansów (EU Platform on Sustainable Finance)¹¹.

Jeżeli chodzi o argumenty dotyczące spójności, Platforma wskazała po pierwsze na odejście, w technicznych kryteriach dla gazu, od ogólnego progu 100g eCO₂/kWh ustanowionego jako technologicznie neutralne kryterium znaczącego wkładu w pozostałej części CDA i wprowadzenie dwóch alternatywnych progów emisyjności: 270 g ekwiwalentu CO₂/kWh oraz 550 kg ekwiwalentu CO₂/kW mocy obiektu w ciągu 20 lat dla instalacji, które uży-

¹¹ EU Platform on Sustainable Finance *Response to the Complementary Delegated Act*, 21.01.2022, https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/220121-sustainable-finance-platform-response-taxonomy-complementary-delegated-act_en.pdf Platforma odnosi się w tej publikacji do pierwotnego projektu Komisji, który różni się nieznacznie od ostatecznie przyjętych rozwiązań.

skają pozwolenie przed 2030 rokiem. Ponadto, Platforma zwróciła uwagę, że ustanawiając alternatywne progi emisyjności dla gazu Komisja odeszła od mierzenia emisji w całym cyklu życia instalacji, co w przypadku gazu pozwala pominąć emisje związane np. z wyciekami metanu. Warto też zauważyć, że próg 270 g eCO₂/kWh jest na gruncie CDA powszechnym kryterium dla oceny, czy dana aktywność, uznawana za wnoszącą istotny wkład w realizację celu adaptacji do zmian klimatu, nie narusza zasady DNSH w odniesieniu do celu zapobiegania zmianom klimatu¹². W związku z tym dla gazu, jako kryterium znaczącego wkładu przyjęto próg, który dla innych działalności jest progiem dla zasady DNSH. Poza tym, obok „zielonej” Taksonomii działalności zrównoważonych środowiskowo, UE planuje wprowadzenie „bursztynowej” (*amber*) oraz „czerwonej” Taksonomii, odpowiednio dla działalności neutralnej z punktu widzenia celów środowiskowych oraz działalności szkodliwej dla tych celów. Platforma doszła do wniosku, że z punktu widzenia spójności systemowej, wytwarzanie energii z gazu powinno znaleźć się w Taksonomii bursztynowej, a nie jako działalność przejściowa w zielonej Taksonomii, tym bardziej, że – w ocenie Platformy – techniczne kryteria dla gazu mogą nie spełniać wymogów dla aktywności przejściowej z art. 10 ust. 2 TR (nieutrudnianie rozwoju niskoemisyjnych alternatyw, nieprowadzenie do uzależnienia od wysokoemisyjnych technologii).

Platforma wskazała również szczegółowo na problemy wiążące się z każdym z dwóch alternatywnych, dedykowanych dla gazu progów emisji.

W odniesieniu do progu 270 g eCO₂/kWh, Platforma wskazała, że próg ten jest zbyt mało ambitny żeby stanowił kryterium istotnego wkładu w zapobieganie zmianom klimatu w obliczu faktu, że średnia emisyjność energii elektrycznej w Europie w 2020 roku wynosiła 215 g/kWh. Trzeba jednak zauważyć, że emisyjność znacząco różni się pomiędzy poszczególnymi państwami członkowskimi UE i w niektórych z nich jest znacznie wyższa niż próg 270g eCO₂/kwh¹³. Niejasne jest jak wiele instalacji będzie w ogóle mo-

¹² Zob. kryteria ustanowione w Aneksie II 2021/2139 m.in. dla Produkcji energii elektrycznej z energii geotermalnej (4.6); Produkcji energii elektrycznej z odnawialnych niekopalnych paliw gazowych i ciekłych (4.7) czy Przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej (4.9).

¹³ Według danych European Environmental Agency, wytworzenie jednej kWh energii elektrycz-

gło spełnić to kryterium emisyjności. Platforma wskazała, że zgodnie z danymi IPCC, nawet najbardziej zaawansowane elektrownie gazowe (oparte na układach gazowo-parowych, CCGT) posiadają obecnie emisyjność na poziomie przekraczającym 300g eCO₂/kWh. W konsekwencji, osiągnięcie progu 270g eCO₂/kWh jest generalnie technicznie niewykonalne bez zastosowania technologii sekwestracji CO₂ (CCS).

Drugi z zaproponowanych progów, roczne emisje na poziomie 550 kg ekwiwalentu CO₂/kW mocy obiektu w ciągu 20 lat zostało najprawdopodobniej ustanowione, z myślą o elektrowniach szczytowych, które miałyby wspomagać pracę OZE. Kryterium to wprowadza swego rodzaju roczny budżet emisji dla danej instalacji, w zależności od intensywności emisji, co przekłada się na limitowany okres czasu, w jakim dana instalacja może pracować. Przykładowo, elektrownia o emisyjności równej 650g eCO₂/kWh (load factor 10%) będzie mogła pracować 35 dni w roku, a elektrownia o emisyjności równej 350g eCO₂/kWh 65 dni w roku (load factor 18%)¹⁴. Platforma wskazała, że ustanowione w technicznych kryteriach budżety emisji pozwalają na dłuższy średnioroczny okres pracy niż powszechne ograniczenia czasu pracy dla elektrowni szczytowych. Ponadto, zdaniem Platformy, przyjęty sposób obliczania średnich emisji w tym wariantcie stwarza pokusę wydłużania okresu pracy elektrowni w jej pierwszych latach, przy założeniu, że czas ten będzie zmniejszany (poniżej 20 letniej średniej) w kolejnych latach pracy elektrowni, co jednak nie musi zostać ostatecznie zrealizowane, tym bardziej zważywszy na długi okres 20 lat, w którym liczone mają być średnioroczne emisje. Ponadto, takie niespełnienie wymogu co do średniorocznych emisji nie będzie mogło znaleźć odzwierciedlenia w żadnym retroaktywnym pozbawieniu statusu zgodności tego typu działalności z Taksonomią (zważywszy na to, że stosowne ujawnienia w kontekście produktów finansowych będą dokonywane wcześniej).

nej wiązało się w 2020 roku z emisją 61g eCO₂ we Francji, 314g eCO₂ w Niemczech i 710g eCO₂ w Polsce. https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-10/#tab-googlechartid_googlechartid_googlechartid_chart_1111

¹⁴ Zob. Natixis *Nuclear & Gas In The EU Taxonomy*, https://gsh.cib.natixis.com/api-website-feature/files/download/12167/nuclear___gas_in_the_eu_taxonomy_integrity_safeguarded_despite_postures_and_outrages_natixis_gsh.pdf, s.14

Inne kryteria zostały przez Platformę skrytykowane jako przysparzające trudności interpretacyjnych, a w konsekwencji trudne do zastosowania. W odniesieniu do kryteriów zastępowania istniejącej działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej o wyższym wskaźniku emisji z paliw kopalnych (co odnosi się głównie do zastępowania elektrowni węglowych), Platforma wskazuje, że część z tych instalacji ma i tak zostać wyłączona, w związku z czym zastąpienie ich instalacjami gazowymi może być jedynie następstwem, a nie przyczyną ich wygaszenia. Problematiczny może też być brak określenia wobec jakiego punktu odniesienia dokonywana powinna być ocena zastępowania (czy chodzi o tego samego wytwórcę, dany obszar geograficzny itp.). Co się tyczy kryterium mówiącym o tym, że energia z gazu nie mogłaby być alternatywnie wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, co ustalić należy na podstawie oceny porównawczej z najbardziej opłacalną i technicznie wykonalną alternatywą, również nie jest jasne na jakim poziomie szczegółowości ocena ta powinna zostać dokonana (np. czy musi chodzić o tę samą lokalizację inwestycji, na ile relewantny jest dla tej oceny przerywany charakter energii ze źródeł odnawialnych itp.). Jak wskazuje Platforma, na poziomie technologii w ogóle, źródła odnawialne są generalnie konkurencyjne cenowo w stosunku do źródeł gazowych oraz wykonalne technicznie, jednak ocena na poziomie uśrednionych wyników porównywanych technologii wydaje się mijać się z celem ustanawiania w CDA warunków, które mają służyć do oceny poszczególnych, konkretnych instalacji.

3.1.3. Konsekwencje z uwzględnienia gazu w Taksonomii dla instytucji finansowych

Implikacje płynące z zakwalifikowania wytwarzania energii elektrycznej z gazu jako działalności zrównoważonej środowiskowo dla sektora finansowego są trudne do precyzyjnego określenia. Po pierwsze, jako, że zdecydowana mniejszość tego typu działalności spełniać będzie kryteria Taksonomii, finansowanie gazu niespełniającego wymogów tych kryteriów może wywoływać negatywne konsekwencje reputacyjne. Jednak konsekwencje te są trudne do przewidzenia, jako że opierają się na reakcjach rynku – inwestorów oraz konsumentów banków – którzy często

nie mają narzędzi do monitorowania zaangażowania banków w tego typu projekty lub narzędzi do adekwatnego wyrażenia swojej dezaprobaty dla finansowania tego typu aktywności. Ponadto, w obecnym stanie prawnym i w najbliższej przyszłości, mimo iż finansowanie działalności powiązanej z gazem zgodnej z Taksonomią jest objęte wymogami dotyczącymi ujawnienia stopnia ekspozycji na tego typu działalność w portfelu kredytowym banku, finansowanie infrastruktury gazowej niezgodnej z wymogami Taksonomii nie podlega osobnemu ujawnieniu. W przypadku takich ujawnień reputacyjne ryzyko dla banków byłoby wyższe i takiego stanu prawnego mogą one oczekiwać w niedalekiej przyszłości – Komisja zapowiedziała już prace nad „bursztynową” i „czerwoną” Taksonomią. Po publikacji projektu uwzględniania gazu w CDA, część środowiska finansowego zapowiedziała prace nad alternatywnymi Taksonomiami wykluczającymi zupełnie gaz (oraz potencjalnie również energię jądrową). Standardy te mogą zostać uznane za gwarantujące wyższą ocenę środowiskową inwestycji, a w konsekwencji instytucje finansowe, którym zależy na sygnalizowaniu silnego przywiązania do klimatu lub oferowaniu produktów, które w oczach potencjalnych klientów będą spełniać najwyższe standardy środowiskowe, mogą stosować te standardy w miejsce, lub obok – jako uzupełnienie – Taksonomii.

Kwalifikacja danej inwestycji gazowej jako zgodnej z Taksonomią może potencjalnie zmniejszyć jej ryzykowność z perspektywy ryzyka kredytowego, ograniczając ryzyko „osierocenia” tego typu aktywów poprzez zmiany prawne – skoro zostały uznane za zgodne z Taksonomią, ryzyko, że będą dotknięte działaniami regulacyjnymi ograniczającymi ich rentowność i generującymi ryzyko dla finansującego może zostać uznane za niskie. Jednak – jak szczegółowo wskazuje analiza w pkt. 4.2. poniżej – generalnie sama klasyfikacja Taksonomiczna nie ma dużego znaczenia dla oceny ryzykowności danej ekspozycji z punktu widzenia wymogów ostrożnościowych banków. W konsekwencji, zarówno inwestycje gazowe zgodne z Taksonomią mogą zostać uznane za generujące ryzyko kredytowe, jak i inwestycje gazowe niezgodne z Taksonomią mogą zostać uznane za nie generujące ryzyka dla finansującego banku, choć w tym drugim wypadku, dokonywanie oceny

z perspektywy ryzyka klimatycznego (regulacyjnego i „osieroconych aktywów” będzie zapewne relewantne (zob. pkt. 4.3. poniżej).

3.2. Obowiązki informacyjne wynikające z CSRD oraz w ramach tzw. III Filara

Dwoma źródłami istotnych obowiązków informacyjnych są dla banków po pierwsze, propozycja tzw. *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD), nowelizującej przepisy o raportowaniu niefinansowym, a po drugie ujawnienia dokonywane w ramach tzw. III filara regulacji ostrożnościowych. Ze względu jednak na ich informacyjny charakter ujawnienia te omawiane są łącznie w niniejszym punkcie.

CSRD zawiera szereg nowych rozwiązań w zakresie raportowania niefinansowego, w szczególności standaryzuje i uszczegóławia znacząco raportowane informacje. Szczegółowe standardy rozwija EFRAG. Omówienie szczegółowych wymogów w tym zakresie wykracza jednak poza ramy niniejszej analizy. Z punktu widzenia finansowania paliw kopalnych, należy zwrócić uwagę na konieczność dokonywania ujawnień co do emisyjności działalności, również w tzw. zakresie 3 emisji, obejmującym emisje w całym łańcuchu dostaw i produktów spółki – znaczące zaangażowanie w finansowanie paliw kopalnych będzie zwiększać podlegające ujawnieniu wielkości emisji. Ponadto, należy zwrócić uwagę na fakt, że obecnie banki co do zasady objęte są definicją jednostki zainteresowania publicznego, które zobowiązane są dokonywać ujawnień na gruncie obecnych przepisów o raportowaniu niefinansowym. W związku z tym będą w większości przypadków objęte nowymi wymogami CSRD od razu po wejściu jej w życie (bez okresu przejściowego).

Ponadto EBA, działając na podstawie upoważnienia zawartego w CRR (art. 449a CRR) przyjęła standardy techniczne ustanawiające ramy dodatkowych informacji środowiskowych, które raportować muszą banki w ramach ujawnień dokonywanych na mocy postanowień CRD/CRR (tzw. III filar)¹⁵. Wymagane ujawnienia są bardzo szczegółowe i wprost obejmują wymogi

¹⁵ <https://www.eba.europa.eu/implementing-technical-standards-its-prudential-disclosures-esg-risks-accordance-article-449a-crr>

na tym, że pierwszym objęte są wyłącznie ekspozycje wobec podmiotów objętych obowiązkiem raportowania niefinansowego (co do zasady duże przedsiębiorstwa) a drugim również wobec MŚP.

Jak wskazano powyżej, są to obowiązki informacyjne, które nie wiążą się dla banków z koniecznością np. zmniejszenia ilości finansowanych emisji czy ekspozycji na określone sektory, ale które mogą generować presję reputacyjną, na ograniczenie tego typu aktywności.

4. Regulacje ostrożnościowe

4.1. Wytyczne i raporty EBA

Aspekty środowiskowe są też przedmiotem wytycznych EBA, który mimo iż nie sprawuje bezpośredniego nadzoru nad bankami krajowymi, koordynuje działania nadzorców z państw członkowskich, m.in. właśnie w formie wytycznych. Aspekty środowiskowe zostały uwzględnione przez EBA po raz pierwszy w Wytycznych dotyczących udzielania i monitorowania kredytów z 29.05.2020 r. (EBA/GL/2020/06).

Wytyczne EBA ustanawiają ogólną zasadę, zgodnie z którą instytucje powinny uwzględniać czynniki środowiskowe, społeczne i związane z zarządzaniem (ESG), a także ryzyka powiązane w swoich apetytach na ryzyko kredytowe oraz zasad postępowania w zakresie zarządzania ryzykiem, zasadach postępowania i procedurach dotyczących ryzyka kredytowego. Odnośnie ryzyka zmian klimatu, wytyczne wskazują, że może ono materializować się poprzez ryzyko fizyczne, zdefiniowane jako ryzyko kredytobiorcy wynikające z fizycznych skutków zmiany klimatu, w tym – co istotne – ryzyko odpowiedzialności prawnej za przyczynianie się do skutków zmian klimatu, oraz ryzyko przekształcenia, np. ryzyko kredytobiorcy wynikające z przejścia na niskoemisyjną gospodarkę odporną na zmiany klimatu.

Zgodnie ze szczegółowymi wytycznymi dla udzielania kredytów zarówno mikro i małym, jak i średnim i dużym przedsiębiorcom, w przypadku kredytów lub kredytobiorców, dla których ryzyko ESG jest wyższe, wymagana jest bardziej szczegółowa analiza faktycznego modelu biznesowego kredytobiorcy, w tym przegląd aktualnych i planowanych emisji gazów

cieplarnianych, otoczenia rynkowego, wymogów nadzorczych dotyczących kwestii środowiskowych, społecznych i związanych z zarządzaniem dla tych przedsiębiorstw, a także prawdopodobnego oddziaływania regulacji dotyczących kwestii ESG na sytuację finansową kredytobiorcy.

Poza wytycznymi dotyczącymi udzielania i monitorowania kredytów, EBA otrzymała specjalny mandat do opracowania raportu, zawierającego jednolite definicje ryzyk ESG oraz przedstawiającego zalecenia co do jakościowego oraz ilościowego uwzględniania tych ryzyk w procesach zarządzania ryzykiem i ocenie nadzorczej (art. 98(8) CRD). Raport, który opublikowała w czerwcu 2021 roku (EBA/REP/2021/18) nie jest bezpośrednio źródłem obowiązków dla banków lub organów nadzoru, jednak ma stanowić podstawę dla inkorporacji przez EBA kwestii ESG w szczegółowych wytycznych dotyczących poszczególnych zagadnień (w szczególności wytycznych dla oceny nadzorczej).

W Raporcie EBA wprost odnosi się do paliw kopalnych w kontekście klimatycznych ryzyk przejścia. Jako przykład ryzyk przejścia EBA wskazuje zmiany w politykach środowiskowych i klimatycznych, takie jak wymogi co do efektywności energetycznej, mechanizmy wyceny emisji, zwiększające koszt paliw kopalnych i zachęty do zrównoważonego korzystania z zasobów naturalnych (p. 71). Ponadto, EBA wskazuje też na ryzyka operacyjne i reputacyjne związane z finansowaniem paliw kopalnych (p. 263). Ponadto, w liście wskaźników relewantnych dla oceny ryzyka ESG, Raport EBA wymienia ekspozycję na paliwa kopalne oraz przyjęcie lub brak przyjęcia polityk zmierzających do ograniczenia ekspozycji na paliwa kopalne (Zał. 1, s. 156).

4.2. Dedykowana regulacja ostrożnościowa dla ekspozycji środowiskowych w ramach wymogów kapitałowych

Jedną z potencjalnie najbardziej istotnych zmian regulacyjnych dla finansowania ekspozycji na paliwa kopalne, w tym gaz, byłoby stworzenie dla tego typu ekspozycji szczególnego reżimu w ramach regulacji wymogów kapitałowych banków. Jedną z diskutowanych w literaturze form, które mogłyby przejąć tego rodzaju regulacja są tzw. zielone czynniki wspierające

(*green supporting factors*) oraz brązowe czynniki penalizujące (*brown penalizing factors*), które zakładają zwiększenie, lub zmniejszenie wymogów kapitałowych dla finansowania, odpowiednio, niezrównoważonych środowiskowo („brązowych”) inwestycji oraz pozytywnie ocenianych z punktu widzenia środowiska („zielonych”) inwestycji. Prace nad tym narzędziem znalazły się w rekomendacjach High Level Group on Sustainable Finance¹⁶, a także w przyjętym w 2018 roku przez Komisję Europejską Planie Działania ws. Finansowania Zrównoważonej Gospodarki (Działanie 8).

W wykonaniu tych założeń, w ramach zmian do CRD/CRR przyjętych w 2019 roku¹⁷, EBA została zobowiązana do opracowaniu raportu odnośnie tego, czy uzasadnione byłoby specjalne ostrożnościowe traktowanie ekspozycji związanych z aktywami lub działaniami w znaczącym stopniu powiązanych z celami ochrony środowiska lub celami społecznymi (art. 501(c) CRR). Mandat nie odnosi się więc wprost do kwestii zasadności przyjęcia zielonego lub brązowego czynnika wspierającego/penalizującego, a stanowi o konieczności bardziej ogólnego rozważenia przez EBA zasadności dedykowanej regulacji ostrożnościowej dla wskazanych ekspozycji, która potencjalnie może przyjąć różne formy.

W ramach wykonania tego mandatu, EBA opublikowała w maju 2022 roku dokument konsultacyjny, który rozpoczął proces konsultacji, ale też zawiera przedstawienie stanowiska wyjściowego i dotychczasowej analizy w tym przedmiocie przeprowadzonej przez EBA (EBA/DP/2022/02). W dokumencie tym EBA przyjmuje, zasadniczo charakterystyczne dla regulacji ostrożnościowej podejście oparte na ryzyku (*risk-based*) (pkt. 18), co zdaje się przesądzać, że EBA nie zmierza do „promowania” zielonych ekspozycji, ani też penalizowania „brązowych” ekspozycji, niezależnie od ich profilu ryzyka. Wychodząc z perspektywy opartej na ryzyku EBA analizuje, w jaki sposób kwestie środowiskowe mogą zostać uwzględnione w ramach regulacji ostrożnościowych w ogóle, zarówno w oparciu o model SA, jak i IRB

¹⁶ High-Level Expert Group on Sustainable Finance *Financing a sustainable European economy*, 2018, s. 68

¹⁷ Rozporządzenie 2019/876 z dnia 20 maja 2019 r. (Dz.U.U.E.L.2019.150.1)

(np. w ramach ratingów zewnętrznych wpływających na wagi ryzyka, w ramach wyceny zabezpieczeń itp.). Odnosząc się wprost do propozycji czynników wspierających/penalizujących, po przeanalizowaniu argumentów za i przeciw ich przyjęciu, EBA dochodzi do wniosku, że wskazana jest w tym zakresie daleko idąca ostrożność i skłania się raczej ku dalszej klaryfikacji tego, w jaki sposób kwestie te mogą być ujęte przez inne (wymienione przykładowo powyżej) instrumenty regulacji ostrożnościowej (pkt. 144).

Bezpośrednia, odrębna regulacja kwestii środowiskowych i klimatycznych w ramach regulacji ostrożnościowych została więc negatywnie oceniona przez EBA. Jednak nie znaczy to, że unijne organy prawodawcze nie mogą zdecydować się na przyjęcie tego typu rozwiązania. Ponadto, zapowiedź dalszego rozwijania i klaryfikacji sposobu, w jaki ryzyka klimatyczne mogą być ujęte w ramach innych instrumentów Filara I przez EBA sprawia, że rośnie prawdopodobieństwo, że ryzyka związane z finansowaniem gazu znajdą odzwierciedlenie w wymogach kapitałowych.

Należy jednak zauważyć, że przyjęcie podejścia opartego *stricte* na ryzyku potencjalnie zmniejsza koszty kapitałowe związane z finansowaniem paliw kopalnych, gdyż nie każda tego typu inwestycja będzie wiązać się ze zwiększonym ryzykiem finansowym dla banku. Brązowy czynnik penalizujący działałby tymczasem jak generalny koszt narzucony na finansowanie paliw kopalnych, niezależnie od tego czy finansowo takie finansowanie byłoby ryzykowne.

4.3. Projektowane zmiany w pakiecie CRR/CRD

Jak można wywnioskować z procedowanych obecnie na poziomie unijnym zmian do pakietu regulacji ostrożnościowych CRR/CRD¹⁸, ryzyko

¹⁸ Zob. Komisja Europejska, Wniosek dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniająca dyrektywę 2013/36/UE w odniesieniu do uprawnień nadzorczych, sankcji, oddziałów z państw trzecich i ryzyka z zakresu ochrony środowiska, polityki społecznej i ładu korporacyjnego oraz zmieniająca dyrektywę 2014/59/UE, COM/2021/663 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52021PC0663> oraz Komisja Europejska Wniosek rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniające rozporządzenie (UE) nr 575/2013 w odniesieniu do wymogów dotyczących ryzyka kredytowego, ryzyka związanego z korektą wyceny kredytowej, ryzyka operacyjnego, ryzyka rynkowego oraz poziomu wyjściowego, COM/2021/664 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52021PC0664>

klimatyczne i zgodność działalności bankowej z kierunkiem polityki klimatycznej UE podlegać będzie uwzględnieniu w szerszym zakresie w regulacjach ostrożnościowych.

W pierwszej kolejności, zmiany przewidują nowe wymogi dotyczące zarządzania ryzykiem, wymagając, żeby bank posiadał skuteczne procedury służące identyfikacji, zarządzaniu i monitorowaniu ryzykiem, obejmujące ryzyka, na które instytucje są lub mogą być narażone w krótkim, średnim i długim terminie, w tym ryzyka z zakresu ochrony środowiska, polityki społecznej i ładu korporacyjnego (art. 74(4) CRD IV). Odpowiednie polityki zarządzania ryzykiem obejmujące ryzyko ESG będą też musiały zostać przyjęte na szczeblu zarządczym (art. 76 (1) CRD IV).

Poza inkorporacją ryzyk ESG w ramach szerszych polityk zarządzania ryzykiem, banki będą musiały również opracować odrębne, szczegółowe plany i wymierne cele w zakresie monitorowania ryzyka i przeciwdziałania ryzyku wynikającemu w perspektywie krótko-, średnio- i długoterminowej z niedostosowania modelu biznesowego i strategii instytucji do odpowiednich celów polityki Unii lub szerszych tendencji w ramach transformacji w kierunku zrównoważonej gospodarki w odniesieniu do czynników ESG. Przepis ten nie wskazuje jednoznacznie co takie plany powinny uwzględnić; odpowiednie wytyczne w tym zakresie wyda EBA. Nie jest to z pewnością jasny obowiązek przygotowania strategii osiągnięcia neutralności klimatycznej. Jednak wydaje się, że emisyjność portfela oraz finansowanie paliw kopalnych powinny zostać w nich uwzględnione jako informacje kluczowe dla oceny „niedostosowania modelu biznesowego i strategii instytucji do odpowiednich celów polityki Unii”.

Ponadto, projektowane zmiany w CRD przewidują wprost konieczność uwzględnienia przez banki ryzyk wynikających z czynników ESG w ramach procesu wewnętrznej oceny adekwatności kapitałowej. W procesie tym banki identyfikują ryzyka nie objęte ogólnymi wymogami kapitałowymi ustanowionymi w CRR (w ramach tzw. filara I), w sposób, który gwarantuje zapewnienie, że wszystkie ryzyka banku są w dostateczny sposób pokryte kapitałem.

Ponadto, banki będą zobowiązane do przeprowadzania testów warunków skrajnych (*stress testów*) obejmujących „szereg scenariuszy z zakresu

ochrony środowiska, polityki społecznej i ładu korporacyjnego, odzwierciedlających potencjalny wpływ zmian w środowisku i przemian społecznych oraz powiązanej polityki publicznej na otoczenie biznesowe w długim terminie” (art. 87a(2) CRD). Co istotne, odniesienie w tym przepisie do szoków wynikających z polityki publicznej jasno wskazuje, że *stress testy* powinny obejmować również analizę ryzyk przejścia, wynikających ze zmian w polityce klimatycznej czy energetycznej.

Projektowane zmiany przewidują też nowe obowiązki dla nadzorców, odpowiadające wymogom ustanawianym dla banków. Organy nadzoru będą więc zobowiązane do zapewnienia, aby instytucje nadzorowane (banki) posiadały w ramach polityk zarządzania ryzykiem (art. 74 CRD) solidne strategie, polityki, procedury i systemy identyfikacji, pomiaru i monitorowania ryzyka z zakresu ochrony środowiska, polityki społecznej i ładu korporacyjnego oraz zarządzania tego rodzaju ryzykiem w odpowiednich horyzontach czasowych, będą zatwierdzały plany zapewnienia zgodności modelu i strategii banku z celami polityki klimatycznej UE (art. 87a(3) CRD) a także uwzględniały ryzyka ESG w ramach procesu badania i oceny nadzorczej. Podobnie więc jak same banki w ramach wewnętrznej oceny adekwatności kapitałowej, również nadzorcy, w ramach zewnętrznej oceny będą uwzględniać ryzyka ESG. W wyniku tej oceny, organy nadzoru mogą nakazywać zwiększanie kapitałów własnych banku, w celu pokrycia zidentyfikowanych ryzyk ESG.

Należy mieć na uwadze, że opisane powyżej rozwiązania są na etapie prac legislacyjnych i mogą ulec zmianie.

KRZYSZTOF MROZEK

Czy przyjęcie uzupełniającego aktu delegowanego (CDA) do Taksonomii to dobra wiadomość dla Polski?

Faktyczny wpływ Taksonomii i przyjętego w lecie 2022 roku uzupełniającego aktu delegowanego¹ uznającego gaz za paliwo zrównoważone w okresie przejściowym na skalę inwestycji gazowych w Unii Europejskiej jest trudny do określenia. Już teraz jednak wiadomo, że konsekwencje dla Polski będą niebagatelne. I wbrew powszechnemu przekonaniu nie oznacza to, że gazyfikacja kraju może teraz przyspieszyć i być prezentowana jako element „zielonej transformacji”.

Polska planuje gazyfikację energetyki i ciepłownictwa na niespotykaną dotąd skalę. Przyjęta w 2021 roku Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku² (PEP 2040, już w momencie uchwalania była niezgodna z europejskimi celami klimatycznymi) zakładała znaczny wzrost mocy jednostek gazowych. Według analizy think-tanku Ember, produkcja energii z gazu miała wzrosnąć z 14 TWh w 2019 roku do 54 TWh w roku 2030³. Choć autorzy dokumentu

¹ Commission Delegated Regulation (EU) 2022/1214 of 9 March 2022 amending Delegated Regulation (EU) 2021/2139 as regards economic activities in certain energy sectors and Delegated Regulation (EU) 2021/2178 as regards specific public disclosures for those economic activities (Text with EEA relevance), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32022R1214>

² <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>

³ Małgorzata Kasprzak, *Stepping On The Gas*, EMBER, 2021, <https://ember-climate.org/insights/research/stepping-on-the-gas/>

wielokrotnie zapewniają o traktowaniu gazu ziemnego jako paliwa przejściowego, niezbędnego do bilansowania systemu energetycznego do czasu odpowiedniego rozwoju odnawialnych źródeł energii, plany inwestycyjne sugerują, że gaz ziemny ma na dobre wpisać się do miksu energetycznego Polski.

Wprawdzie kryzys cen paliw kopalnych, który unaoczniał się z całą mocą na przełomie 2021 i 2022 roku oraz rosyjska inwazja na Ukrainę w lutym 2022, skłoniły rząd do przygotowania założeń nowelizacji PEP 2040, strategia do dziś nie została formalnie zmieniona a plany wydatkowania miliardów złotych na inwestycje w gaz ziemny (na razie) zostały tylko nieznacznie okrojone i to tam, gdzie w negocjacjach funduszy unijnych domagała się tego Komisja Europejska. Znowelizowana PEP 2040 ma zakładać “dostosowanie decyzji inwestycyjnych w gazowe moce wytwórcze do dostępności paliwa”⁴, szczegółów jednak brak.

Debata wokół przyjęcia CDA była gorąca, z jednej strony padały argumenty o “zwijaniu” europejskiej polityki klimatycznej, zaś z drugiej – o podważaniu transformacji energetycznej w krajach szczególnie silnie uzależnionych od węgla. W związku z istotnymi planami inwestycyjnymi i specyfiką polskiego systemu energetycznego (72,4% produkcji energii elektrycznej z węgla w 2021 roku⁵), spór wokół aktu delegowanego do Taksonomii dopuszczającego inwestycje gazowe był nad Wisłą pilnie obserwowany. Przeciwnicy CDA podnosili, że jego przyjęcie oznaczać będzie podważenie spójności Taksonomii, uczyni ją “bezzębną” i podważy politykę klimatyczną UE. Taksonomia miała być bowiem kluczowym elementem Europejskiego Zielonego Ładu – w odróżnieniu od unijnych strategii i planów, skupiających się przede wszystkim na inwestycjach w ramach polityki spójności (lub innych unijnych instrumentów finansowych), dotyczy bowiem też rynków finansowych. Oczekiwano, że Taksonomia wyznaczy jasną ścieżkę dekarbonizacji i ukróci półśrodki i *greenwashing*, wyznaczając ambitny standard zielonego finansowania. Zwolennicy CDA podnosili, że transformacja

⁴ Założenia do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. z marca 2022 r., <https://www.gov.pl/web/klimat/zalozenia-do-aktualizacji-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>

⁵ Transformacja energetyczna w Polsce. Dane za 2021 r., <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/forum-energii-dane-transformacja-energetyczna-w-polsce-2021-11806.html>

energetyczna w państwach takich, jak Polska, o przestarzałym, opartym na węglu systemie energetycznym nie może się powieść bez węgla a zmniejszenie inwestycji gazowych metodami prawnymi jest nieuczciwe i działa w interesie krajów bardziej zaawansowanych w zielonej transformacji.



Zdjęcie: Plac budowy należącej do Energi SA z Grupy ORLEN elektrowni gazowej typu CCGT Ostrołęka C o mocy 750 MW.

Źródło: Moja Ostrołęka, <https://zdjecia.moja-ostroleka.pl/p/650794/elektrownia-w-ostrolece>

Radość zwolenników gazyfikacji polskiej energetyki i ciepłownictwa z przyjęcia CDA do Taksonomii jest jednak przedwczesna. Ustalone w nim warunki pozwalające na stwierdzenie znaczącego wkładu w realizację celów środowiskowych przez inwestycje gazowe (czyli, mówiąc potocznie, uznanie ich za zrównoważone) wykluczają bowiem większość planowanych w Polsce projektów.

Po pierwsze, **Polska nie przyjęła dotąd daty odejścia od węgla**, co jest warunkiem uznania inwestycji gazowych (o emisyjności przewyższającej 100 g CO₂e/kWh) za zrównoważone. Pozbawione konkretów deklaracje polityczne mówiące o roku 2049, którym nie towarzyszyły żadne faktyczne

decyzje, nie spełniają tej przesłanki. Zatem inwestycje gazowe w energetyce nie mogą zostać w Polsce uznane za zrównoważone.

Po drugie, Polska zakłada wielokrotny wzrost gazowych mocy wytwórczych w najbliższych dwóch dekadach. Tymczasem III. i IV. warunek zawarty w Taksonomii zakładają, że inwestycja wykorzystująca gaz ziemny może zostać uznana za wnoszącą istotny wkład w realizację celów środowiskowych tylko wówczas, jeżeli zastępuje stałe lub płynne, wysokoemisyjne paliwa kopalne a przy tym **jej moc nie przewyższa zastępowanych mocy o więcej, niż 15%**. To wyklucza zgodność z Taksonomią znacznej części planowanych inwestycji.

Czy to oznacza, że inwestycje gazowe w Polsce muszą zostać wstrzymane? Nie. Doprowadzi jednak do zwiększenia ich kosztów, co sprawi, że jeszcze szybciej niż zakładano staną się aktywami osieroconymi. Sektor bankowy będzie zaś musiał ocenić, czy opłacalne jest kredytowanie coraz bardziej ryzykownych inwestycji, a polscy politycy staną przed koniecznością zweryfikowania ich uzasadnienia gospodarczego.

Lista skrótów używanych w publikacji

CCAC *Climate and Clean Air Coalition*, Koalicja na rzecz Klimatu i Czystego Powietrza

CDA *Climate Delegated Act*, Rozporządzenie Delegowane 2021/2139

COP26 *Conference of the Parties*, 26. Konferencja Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu

CRD IV *Capital Requirements Directive IV*, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/36/UE z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie warunków dopuszczenia instytucji kredytowych do działalności oraz nadzoru ostrożnościowego nad instytucjami kredytowymi i firmami inwestycyjnymi, zmieniająca dyrektywę 2002/87/WE i uchylająca dyrektywy 2006/48/WE oraz 2006/49/WE

CRR *Capital Requirements Regulation*, Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 575/2013 z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie wymogów ostrożnościowych dla instytucji kredytowych i firm inwestycyjnych, zmieniające rozporządzenie (UE) nr 648/2012

CSRD *Corporate Sustainability Reporting Directive*, dyrektywa ws. raportowania przez przedsiębiorstwa zagadnień dotyczących zrównoważonego rozwoju

DNSH *Do No Significant Harm*, zasada mówiąca o tym, aby nie wyrządzać poważnych szkód dla żadnego z celów środowiskowych określonych w art. 9 unijnej Taksonomii

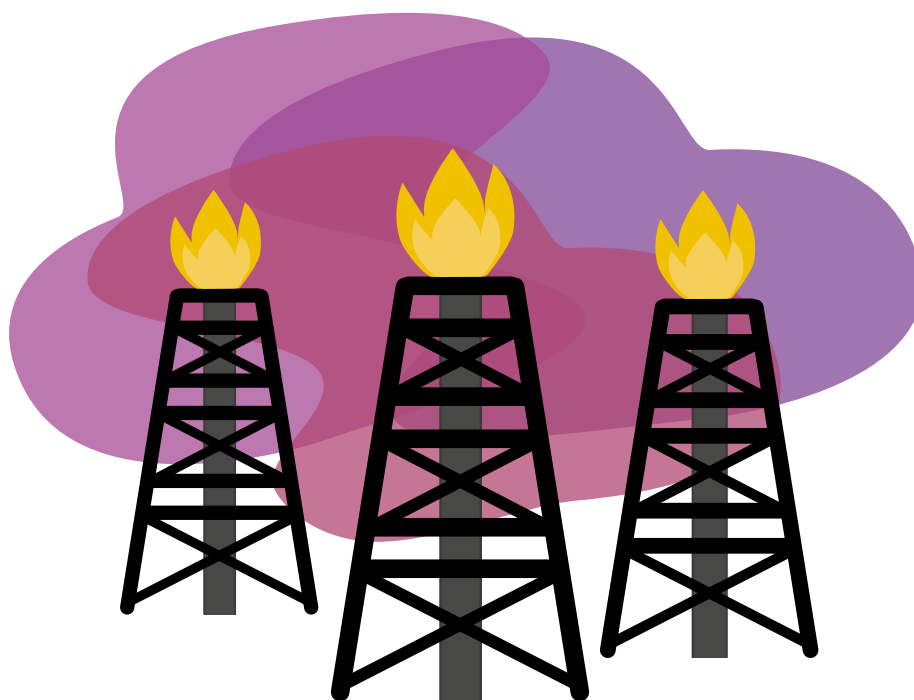
EBA *European Banking Authority*, Europejski Urząd Nadzoru Bankowego

EDF *Environmental Defense Fund*

EFRAG *European Financial Reporting Advisory Group*, Europejska Grupa Doradcza ds. Sprawozdawczości Finansowej

ESG *Environmental, social, and corporate governance*, ujawnienia danych środowiskowych, społecznych oraz związanych z ładem korporacyjnym

- EPA** *U.S. Environmental Protection Agency*, amerykańska Agencja Ochrony Środowiska
- GEM** *Global Energy Monitor*
- GOGEL** *Global Oil and Gas Exit List*, Globalna Lista Odejścia od Ropy i Gazu
- GWP** *global warming potential*, potencjał tworzenia efektu cieplarnianego
- IEA** *International Energy Agency*, Międzynarodowa Agencja Energii
- IICC** *International Institute for Sustainable Development*
- IPCC** *Intergovernmental Panel on Climate Change*, Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu
- IRB** *Internal Ratings-Based Approach*, Metoda wewnętrznych ratingów
- LNG** *liquefied natural gas*, gaz ziemny w ciekłym stanie skupienia, skroplony gaz ziemny
- MŚP** małe lub średnie przedsiębiorstwo
- OGMP** *Oil and Gas Methane Partnership*, Partnerstwo na rzecz metanu z ropy naftowej i gazu
- PEP 2040** Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku
- SA** *Standard Approach*, metoda standardowa
- SFDR** *Sustainable Finance Disclosure Regulation*, Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/2088 z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie ujawniania informacji związanych ze zrównoważonym rozwojem w sektorze usług finansowych
- TR** unijna Taksonomia
- TUW** towarzystwo ubezpieczeń wzajemnych
- UNEP** *United Nations Environment Programme*, Program Środowiskowy Organizacji Narodów Zjednoczonych
- UE** Unia Europejska



Autorzy:

Opracowanie merytoryczne: Jan Chudzyński, Diana Maciąga, Krzysztof Mrozek, Stanisław Stefaniak

Koordinacja prac: Patrycja Stefanek, Piotr Chmielewski

Korekta i redakcja: Katarzyna Wiekiera

Skład i grafika: Julia Żmudka – Żet.Studio

Analiza sporządzona i opublikowana w październiku 2022 roku.

ODPOWIEDZIALNY
INWESTOR



Polska
Zielona
Sieć