

internetowy
KWARTALNIK
ANTYMONOPOLOWY I
REGULACYJNY

2(12)

2023

SERIA REGULACYJNA

- Financial instruments of green transition
- Grant OZE – próba oceny nowego instrumentu wsparcia w rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce
- Zielone obligacje jako dłużne papiery wartościowe finansujące inwestycje w dobie transformacji energetycznej
- Impact of climate risk on long-term core activity management in power sector
- Nowa koncepcja polikryzysów w świetle dyrektywy 2022/2557 w sprawie odporności podmiotów krytycznych (dyrektywy CER)
- Wybrane aspekty unijnych regulacji przyjmowanych w reakcji na kryzys na rynku gazu
- Sieci przestępcze jako zagrożenie dla legalnej konkurencji rynku paliw ciekłych

ISSN 2299-5749

internetowy
KWARTALNIK
ANTYMONOPOLOWY I
REGULACYJNY

2(12)

2023

143. publikacja Programu Wydawniczego CARS

Redaktor naczelny: dr hab. Anna Piszcz, prof. UwB

Redaktor statystyczny: prof. dr hab. Jerzy Wierziński

Redaktor językowy: Anita Sosnowska

Projekt okładki: Darek Kondefer

ISSN: 2299-5749

Licencja: Creative Commons 4.0 Polska

Redakcja: Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych (CARS);

PL – 02-678 Warszawa, ul. Szturmowa 3; tel. (+48-22) 55-34-126;

www.ikar.wz.uw.edu.pl

e-mail: ikar@wz.uw.edu.pl

Wydawca: Uniwersytet Warszawski, ul. Krakowskie Przedmieście 26/28,

PL – 00-927 Warszawa; tel. (+48-22) 55-34-164

Skład i łamanie: Dom Wydawniczy ELIPSA;

PL – 00-189 Warszawa, ul. Inflancka 15/198;

tel.: (+48-22) 635-03-01; www.elipsa.pl

e-mail: elipsa@elipsa.pl

RADA NAUKOWA

Prof. dr hab. **Andrzej Wróbel** (sędzia Sądu Najwyższego w stanie spoczynku) – przewodniczący.

Prof. dr hab. **Cezary Kosikowski** (doktor honoris causa Uniwersytetu im. Pavla Jozefa Šafárika w Koszycach, emerytowany pracownik Uniwersytetu w Białymstoku) – wiceprzewodniczący.

Członkowie:

Prof. dr hab. **Jan Barcz** (kierownik Katedry Prawa Międzynarodowego i Prawa Unii Europejskiego Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie).

Prof. dr hab. **Sławomir Dudzik** (Katedra Prawa Europejskiego Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Jagiellońskiego).

Prof. dr hab. **Anna Fornalczyk** (partner COMPER Fornalczyk i Wspólnicy Sp.j.).

Prof. ALK dr hab. **Waldemar Hoff** (kierownik Katedry Prawa Administracyjnego i Prawa Administracyjnego Gospodarczego Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie).

Prof. dr hab. **Leon Kieres** (sędzia Trybunału Konstytucyjnego).

Prof. dr hab. **Konrad Kohutek** (kierownik Katedry Publicznego Prawa Gospodarczego na Wydziale Prawa, Administracji i Stosunków Międzynarodowych Krakowskiej Akademii im. Andrzeja Frycza-Modrzewskiego).

Dr hab. **Krystyna Kowalik-Bańczyk** (sędzia Sądu UE).

Prof. UMCS dr hab. **Grzegorz Koziół** (Instytut Nauk Prawnych, Wydział Prawa i Administracji, Uniwersytet Marii Skłodowskiej-Curie w Lublinie).

Prof. dr hab. **Małgorzata Król-Bogomilska** (kierownik Katedry Prawa Karnego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego).

Prof. INP PAN dr hab. **Dawid Miąsik** (Zakład Prawa Europejskiego INP PAN; sędzia Sądu Najwyższego).

Prof. USZ dr hab. **Rajmund Molski** (kierownik Katedry Prawa Gospodarczego Publicznego Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Szczecińskiego).

Prof. ALK dr hab. **Bartłomiej Nowak** (Katedra Prawa Międzynarodowego i Prawa UE Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie; Prorektor ds. Współpracy z Otoczeniem w Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie).

Prof. UAM dr hab. **Bożena Popowska** (Zakład Publicznego Prawa Gospodarczego, Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu; emerytowana sędzia NSA).

Prof. dr hab. **Tadeusz Skoczny** (honorowy dyrektor CARS).

Prof. dr hab. **Kazimierz Strzyczkowski** (Akademia Ekonomiczno-Humanistyczna w Warszawie).

Prof. dr hab. **Włodzimierz Szpringer** (Kierownik Katedry Prawa Administracyjnego i Finansowego Przedsiębiorstw w Szkole Głównej Handlowej; Katedra Prawnych Problemów Administracji i Zarządzania Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego).

KOLEGIUM REDAKCYJNE

Prof. UwB dr hab. **Anna Piszcz** (kierownik Pracowni Prawa Gospodarczego Publicznego Wydziału Prawa Uniwersytetu w Białymstoku) – redaktor naczelna; e-mail: piszcz@uwb.edu.pl.

Dr hab. **Maciej Bernatt** (dyrektor Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych i kierownik Zakładu Europejskiego Prawa Gospodarczego na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – zastępca redaktora naczelnego ds. ochrony konkurencji i konsumentów; e-mail: mbernatt@wz.uw.edu.pl.

Prof. dr hab. **Stanisław Piątek** (kierownik Zakładu Administracyjno-Prawnych Problemów Zarządzania Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – zastępca redaktora naczelnego ds. regulacji sektorowych; e-mail: spiatek@wz.uw.edu.pl.

Prof. dr hab. **Jerzy Wierzbński** (kierownik Zakładu Metod Matematycznych i Statystycznych Zarządzania Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego) – redaktor statystyczny; e-mail: wierzbinski@wz.uw.edu.pl.

Prof. UW dr hab. **Cezary Banasiński** (kierownik Centrum Prawa Technologii Cyfrowych i Przedsiębiorczości WPIA UW) – redaktor tematyczny ds. ustrojowego prawa konkurencji; e-mail: c.banasinski@wpia.uw.edu.pl.

Dr **Michał Będkowski-Koziół** (Zakład Publicznego Prawa Gospodarczego, Katedra Prawa Gospodarczego i Gospodarki Cyfrowej, Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie) – redaktor tematyczny ds. regulacji transportu; e-mail: m.bedkowski.koziol@uksw.edu.pl.

Dr **Mateusz Chołodecki** (CARS) – redaktor tematyczny ds. regulacji komunikacji elektronicznej; e-mail: mateusz.cholodecki@amu.edu.pl.

Prof. UEKat dr hab. **Marzena Czarnecka** (Katedra Transformacji Energetycznej na Uniwersytecie Ekonomicznym w Katowicach) – redaktor tematyczna ds. regulacji sektora elektroenergetycznego i odnawialnych źródeł energii; e-mail: marzena.czarnecka@ue.katowice.pl.

Prof. WSliZ dr hab. **Agata Jurkowska-Gomułka** (kierownik Katedry Nauk o Polityce i Administracji w Kolegium Mediów i Komunikacji Społecznej Wyższej Szkoły Informatyki i Zarządzania w Rzeszowie; prorektor WSliZ ds. Nauki) – redaktor tematyczna ds. materialnoprawnych reguł konkurencji; e-mail: ajurkowska@wsiz.edu.pl.

Dr **Magdalena Knapp** (Katedra Prawa Własności Intelektualnej, Prawa Gospodarczego Publicznego i Prawa Pracy Wydziału Prawa Uniwersytetu w Białymstoku) – redaktor tematyczna ds. przeciwdziałania nieuczciwemu wykorzystywaniu przewagi kontraktowej; e-mail: m.knapp@uwb.edu.pl.

Dr **Marcin Kraśniewski** (Katedra Transformacji Energetycznej na Uniwersytecie Ekonomicznym w Katowicach) – redaktor tematyczny ds. regulacji sektora gazowego, ciepłowniczego i paliwowego; e-mail: marcin.krasniewski@uekat.pl.

Prof. INP PAN dr hab. **Grzegorz Materna** (kierownik Zakładu Prawa Konkurencji, Instytut Nauk Prawnych PAN) – redaktor tematyczny ds. procesowego prawa konkurencji; e-mail: g_materna@wp.pl.

Prof. UŁ dr hab. **Monika Namysłowska** (kierownik Katedry Europejskiego Prawa Gospodarczego WPIA UŁ) – redaktor tematyczna ds. ochrony konsumentów; e-mail: mnamyslowska@wpia.uni.lodz.pl.

Prof. UW r dr hab. **Edyta Rutkowska-Tomaszewska** (Wydział Prawa, Administracji i Ekonomii, Uniwersytet Wrocławski) – redaktor tematyczna ds. regulacji rynku finansowego i ochrony klienta usług finansowych; e-mail: edyta.rutkowska-tomaszewska@uwr.edu.pl.

Dr **Dominik Wolski** (Akademia Górnośląska im. Wojciecha Korfańskiego w Katowicach) – redaktor tematyczny ds. prywatnoprawnego egzekwowania prawa konkurencji; e-mail: dominik.wolski@gwsh.pl.

Michał Rzemyszkiewicz (Koordynator Krajowy CARS), redaktor techniczny; e-mail: ikar@wz.uw.edu.pl; Mrzemyszkiewicz@wz.uw.edu.pl.

Spis treści

O aktualnych wybranych problemach w sektorze energetycznym (od redaktorów prowadzących)	5
Artykuły	
Dariusz Michalski, Paweł Hawranek, Financial instruments of green transition	8
Mariusz Szyrski, Grant OZE – próba oceny nowego instrumentu wsparcia w rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce	29
Aleksandra Pęsyk, Zielone obligacje jako dłużne papiery wartościowe finansujące inwestycje w dobie transformacji energetycznej	38
Dariusz Michalski, Paweł Hawranek, Impact of climate risk on long-term core activity management in power sector	51
Tomasz Długosz, Nowa koncepcja polikryzysów w świetle dyrektywy 2022/2557 w sprawie odporności podmiotów krytycznych (dyrektywy CER)	72
Jakub Faszczka, Wybrane aspekty unijnych regulacji przyjmowanych w reakcji na kryzys na rynku gazu	83
Wojciech Jakubiec, Sieci przestępcze jako zagrożenie dla legalnej konkurencji rynku paliw ciekłych	106
Recenzje piśmiennictwa	
Izabela Filipiak, Władysław Mielczarski, Energetyka w okresie transformacji, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2023 (Marcin Kraśniewski)	122
Contents, Summaries and Key Words	127

O aktualnych wybranych problemach w sektorze energetycznym (od redaktorów prowadzących)

Oddajemy do Państwa rąk drugi w tym roku numer iKAR-a poświęcony sektorowi energetycznemu. Numery regulacyjne-energetyczne na stałe wpisały się w harmonogram prac Redakcji iKAR-a. Sektor energetyczny jest istotnym elementem gospodarki krajowej, unijnej i międzynarodowej, a także ładu geopolitycznego, co uwidaczniała przez ostatni rok, wpływająca na całokształt funkcjonowania sektora energetycznego w państwach europejskich, trwająca wojna w Ukrainie. Sektor energetyczny nie zatrzymał się jednak w miejscu. Interesariusze krajowi, unijni oraz międzynarodowi podejmują działania zmieniające obraz sektora energetycznego. Transformacja energetyczna jest nie tylko hasłem, lecz także działaniem. Zielona transformacja energetyczna również przybiera na sile. Łamy energetycznego numeru iKAR-a od lat są właściwym miejscem w Polsce dla omawiania i komentowania „haseł” i „działań”. A tych przez ostatni rok nie zabrakło. Takiego wysiłku dokonują Autorzy poszczególnych artykułów w niniejszym numerze. Rozważania przez nich podjęte koncentrują się na aktualnych problemach i wyzwaniach dla finansowania transformacji energetycznej, a także kwestiach związanych z zapewnieniem stabilności rynku w sytuacjach kryzysowych i zagrożenia prawidłowego funkcjonowania mechanizmów rynkowych.

Numer otwiera artykuł pt. „Financial instruments of green transition” przygotowany przez Dariusza Michalskiego i Pawła Hawranka. Autorzy wskazują, że zielona transformacja energetyczna tworzy zmiany (zarówno różne rodzaje ryzyka, jak i szanse) nie tylko dla gospodarki realnej, lecz także dla szeroko rozumianych finansów. Tym samym autorzy nakreślili perspektywę finansowania sektora energetycznego. Jak słusznie wskazują, finansowanie ma fundamentalne znaczenie dla przedsiębiorstw i instytucji finansowych, które muszą sprostać wyzwaniom związanym z transformacją energetyczną, a także dostosować się do nowych realiów. Ich zdaniem presja regulacyjna ukierunkowana na *green transition* wymusza zmianę strategii rynkowej oraz metod produkcji. D. Michalski i P. Hawranek wskazują, że uwzględnienie tych tendencji jest niezbędne dla powodzenia dalszego postępu gospodarczego. Postępujące zmiany klimatu wymuszają bowiem stosowanie nowych rozwiązań technologicznych, a jednocześnie pozyskanie odpowiednich środków na finansowanie zielonych projektów. W poszczególnych częściach artykułu autorzy analizują instrumenty finansowe dostępne dla wspierania zielonej transformacji energetycznej. Wskazują oni również na znaczenie zielonych finansów w systemie finansowym.

W kolejnym artykule Mariusz Szyrski podjął się analizy konkretnego źródła finansowania zielonej transformacji energetycznej – „Grant OZE – próba oceny nowego instrumentu wsparcia w rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce”. Autor dokonuje analizy wprowadzonych z końcem 2022 roku nowych instrumentów wsparcia pod nazwą „grant OZE”. Głównym celem niniejszego opracowania jest analiza nowego rozwiązania prawnego mającego służyć m.in. właścicielom i zarządcom budynków wielorodzinnych oraz innym beneficjentom. Podstawowym pytaniem badawczym, jakie stawia M. Szyrski jest – w jakim kierunku poszedł prawodawca oraz czy nowe

przepisy odpowiadają dotychczasowej regulacji prawnej i czy są z nią „kompatybilne”? W swoim artykule autor dokonuje analizy samej konstrukcji grantu OZE, w tym jego definicji oraz zasad przyznawania tego grantu.

„Zielone obligacje jako dłużne papiery wartościowe finansujące inwestycje w dobie transformacji energetycznej” to temat kolejnego opracowania dotyczącego zielonego finansowania. Aleksandra Pęksyk dokonuje analizy genezy i statusu prawnego zielonych obligacji oraz wskazuje bariery i perspektywy rozwoju tego rodzaju papierów wartościowych w Polsce. Analiza została przeprowadzona w oparciu o polskie i unijne regulacje prawne oraz plany legislacyjne Unii Europejskiej w zakresie standardu europejskich zielonych obligacji, z uwzględnieniem obowiązujących polityk w zakresie transformacji energetycznej. Zdaniem Autorki emisja zielonych obligacji może stanowić źródło finansowania długoterminowych inwestycji w energetyce, opartych na niskoemisyjnych i zeroemisyjnych technologiach, jednak ich dalszy rozwój wymaga zharmonizowania kryteriów kwalifikacji zielonych projektów inwestycyjnych co najmniej na poziomie Unii Europejskiej.

Dariusz Michalski i Paweł Hawranek przygotowali również artykuł pt. „Impact of climate risk on long-term core activity management in power sector”. Tekst odnosi się do zmian klimatycznych, które generują ryzyko klimatyczne wpływające bezpośrednio na działalność operacyjną przedsiębiorstw energetycznych. Kwestia ryzyka ma istotne znaczenie dla funkcjonowania podmiotów gospodarczych. Energetyka jest zaś największym emitentem gazów cieplarnianych. Dlatego też zasadnym jest podjęcie przez Autorów niniejszej problematyki na łamach tegorocznego numeru energetycznego iKAR-a. W tekście identyfikują oni rodzaje ryzyka, które mają charakter fizyczny odnoszący się do infrastruktury energetycznej, ale także społeczne i regulacyjne, które wykraczają poza ramy sektora energetycznego i wpływają na funkcjonowanie całej gospodarki i społeczeństwa. D. Michalski i P. Hawranek postawili sobie za cel zbadanie zmian, jakie powinny zostać wdrożone przez przedsiębiorstwa energetyczne dla ograniczenia identyfikowanych rodzajów ryzyka. Artykuł zawiera studium przypadków ograniczania ryzyka klimatycznego, a także rekomendacje dla przedsiębiorstw elektroenergetycznych w analizowanym w niniejszej pracy zakresie. Jak wskazują Autorzy, ich intencją było zdefiniowanie uniwersalnych rozwiązań, które mogą być stosowane przez przedsiębiorstwa energetyczne działające w zglobalizowanej gospodarce. Zaznaczają oni jednak, że wymaga to długoterminowego podejścia do przeprojektowania działalności operacyjnej i zabezpieczenia zarówno aktywów rzeczowych odpowiedzialnych za ciągłość tej działalności, jak i przyszłych zysków przed ryzykiem przejściowym.

Kolejne opracowania zamieszczone w energetycznym numerze iKAR-a dotyczą anomalii i sytuacji kryzysowych występujących w sektorze energetycznym.

Tomasz Długosz opracował temat: „Nowa koncepcja polikryzysów w świetle dyrektywy 2022/2557 w sprawie odporności podmiotów krytycznych (dyrektywy CER)”. Zajął się on koncepcją polikryzysów, która może znaleźć zastosowanie przy zwiększaniu odporności tzw. podmiotów krytycznych i ochronie infrastruktury krytycznej. Jego zdaniem omawiana koncepcja zwraca uwagę na ponadsystemowe zagrożenia i na reaktywność systemów społecznych na te zagrożenia. Tomasz Długosz, analizując dyrektywę CER w sprawie odporności podmiotów krytycznych nakazującej w szerokim zakresie uwzględniać współzależności międzysystemowe, uważa, że tworzy ona pole do wykorzystania koncepcji polikryzysów, ale jednocześnie wyraża obawę, że możliwe uwikłanie ideologiczne koncepcji polikryzysów będzie prowadzić do nieproporcjonalnej ochrony

infrastruktury krytycznej w stosunku do prawdziwych zagrożeń. Na szczególną uwagę zasługuje przedstawione przez Autora pojęcie „polikryzysu” oraz sformułowane wnioski.

Z kolei w opracowaniu „Wybrane aspekty unijnych regulacji przyjmowanych w reakcji na kryzys na rynku gazu” Jakub Faszczka dokonał analizy środków prawnych przyjętych przez Unię Europejską po wybuchu wojny w Ukrainie. Celem artykułu jest zaprezentowanie działań podjętych na poziomie unijnym w związku z trwającym kryzysem gazowym oraz próba ich wstępnej oceny. Autor przedstawił zestaw wybranych najistotniejszych przyjętych środków, mających ograniczyć skutki kryzysu na rynku gazowym. Jednocześnie podjął się on próby ich oceny z perspektywy skuteczności oraz potencjalnych skutków.

Ostatni z opublikowanych artykułów przygotował Wojciech Jakubiec pt. „Sieci przestępcze zagrożeniem dla legalnej konkurencji rynku paliw ciekłych”. Opracowanie dotyczy zwalczania przestępczości gospodarczej na rynku paliw ciekłych. Autor swój wywód wyprowadza z kluczowych mechanizmów dla sektora energetycznego: bezpieczeństwa energetycznego oraz ochrony konkurencji. Zjawisko zorganizowanej przestępczości narusza zaś oba te fundamenty. Handel paliwami ciekłymi dokonuje się bowiem przez „nielegalne struktury”, wpływając na konkurencyjność cen, konkurencyjność samych przedsiębiorstw energetycznych, wysokość wpływów podatkowych do budżetu, a także pozycję samych konsumentów na rynku paliw. Celem artykułu jest analiza możliwości zwalczania przestępczości zorganizowanej na rynku paliw ciekłych. W opracowaniu Autor odniósł się do charakterystyki surowca jaki jest obracany na rynku – ropy naftowej oraz struktury i uwarunkowań polskiego rynku paliw. W dalszej części swojej pracy W. Jakubiec omówił organizację i struktury przestępcze obracające paliwami ciekłymi, a także ich znaczenie ekonomiczne.

W numerze zawarto także recenzję książki „Energetyka w okresie transformacji” autorstwa Izabeli Filipiak i Władysława Mielczarskiego (Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2023). Recenzję sporządził Marcin Kraśniewski.

Serdecznie dziękujemy wszystkim Autorom artykułów i innych materiałów zamieszczonych w numerze 2(12)/2023. Szczególne podziękowania kierujemy także do Recenzentów, których praca pozwoliła na udoskonalenie kształtu naszej publikacji. Mamy nadzieję, że przytoczone teksty pomogą Państwu w pracy naukowej, dydaktycznej oraz zawodowej.

Życzymy owocnej lektury!

Katowice – Warszawa, dn. 12 marca 2023 roku

dr hab. Marzena Czarnecka, prof. UEKat
Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach
ORCID: 0000-0003-0565-8357
marzena.czarnecka@uekat.pl

dr Marcin Kraśniewski
Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach
ORCID: 0000-0002-8552-4182
marcin.krasniewski@uekat.pl

Dariusz Michalski*
Paweł Hawranek**

Financial instruments of green transition

Table of contents

- I. Introduction
- II. Green finance
- III. Selected instruments of green finance
- IV. Financing green transition with Power Purchase Agreements (PPA)
- V. Regulatory conditions for PPAs on the Polish market
- VI. Conclusions

Summary

Green transition creates change not only for the real economy, but also for widely perceived finance, exposing them both to risks and opportunities. This is of fundamental significance for enterprises and financial institutions, which need to adapt. Risk increases in areas subjected to regulatory and market pressure, forcing changes in market strategies or production methods. Regulations may present opportunities as well, and those may include clean technologies, in particular technologies aiming to reduce greenhouse gas emissions, the development of renewable energy sources, a digital revolution on the energy market, and introducing new elements into the financial market. Taking these trends into account is essential to economic success. Underestimating the progressing climate change, and the intensive human activity, has made climate protection and the need to transform the economy a priority. Consequently, the implementation of green transition requires appropriate funds for the financing of green projects. Considering the above trends in the global economy, the authors strive to present the financial instruments available for supporting the development of green transition, taking into consideration, in particular, the power market. Hence, they discuss the financial instruments used for energy transition and the fight against climate change. The authors point to the importance of green finance, which as an element of the financial system, takes over the responsibility for providing the funds and tools both for financing climate goals, and for effective risk management by the entities involved in this process.

Key words: green transition; climate neutrality; green finance; power sector; financial instruments; risk; management; RES.

JEL: F23, L21, M1, G15, G24, G23

* PhD D.Sc. University of Bielsko-Biala, Faculty of Management and Transport. ORCID: 0000-0002-9047-4255; e-mail: dmichalski@ath.bielsko.pl.

** Hawranek Office of Legal Advisers (hkrp.pl). ORCID: 0000-0001-8933-1516; e-mail: phawranek@hkrp.pl.

Edition of that article was financed under Agreement Nr RCN/SP/0326/2021/1 with funds from the Ministry of Education and Science, allocated to the "Rozwoj czasopism naukowych" programme.

I. Introduction

Green economy transformation may entail both risks and opportunities¹. Risk arises in an area that is subjected to regulatory and market pressure that forces changes in market strategies or production methods. Regulations may, however, give rise to opportunities, which include so-called “clean technologies”, in particular greenhouse gas emission reduction technologies, the development of renewable energy sources, a digital revolution on the energy market, and the introduction of new financial market tools. These changes make some of the previously used business models outdated. One example here is the changes on the energy market. The development of competitive power storage on a large scale, and in quantities significant for the wholesale power market, will allow Renewable Energy Sources (hereinafter: RES) to become the basic means of the security of supply. At the same time, the traditional power industry based on burning fossil fuels, will lose its competitive advantage on the market and will no longer be the guarantee of the stability of the power system.

These trends are significant not only for the world’s energy industry, but particularly for the success of individual economies. In the age of continuous automation and robotization, the cost of power becomes one of the key determinants for numerous industries. This becomes a challenge for the Polish economy, which is unable to function outside of the trends currently observed worldwide. The production of renewable energy within the EU has doubled since 2004. This applies mainly to the developed economies of Europe’s northern countries. In 2017, wind farms², photovoltaic and biomass power plants, have for the first time produced more power than coal- and lignite-fired blocks³. In 2019, the production of power in European coal power plants was for the first time lower than that in gas power plants, which directly results from the development of renewable power production. Reducing gas prices, and simultaneously maintaining the high level of prices of greenhouse gas emission allowances – the European Union Allowance (hereinafter: EUA) – as observed in 2019 and 2020, created the potential to switch from coal-power plants to 10 GW gas ones. In the following year, the high prices of EUAs and gas, as well as the reduced costs of RES technologies, have made RES more competitive than gas-power plants.

The aim of this article is to outline the specificity of green finance, and to demonstrate how important their development is for financing the green transition of the world economy. Therefore, the article discusses selected financial instruments available on the market, which are used for energy transition and to combat climate change. Underestimating the progressing climate change and the intense human activity to combat it, shows that climate protection and the necessity to transform the economy is now a priority, and that its financing must be appropriately arranged. In the subsequent parts of the article, the authors discuss the financing of green transition on the basis of Power Purchase Agreements (hereinafter: PPAs) and characterise this type of contracts.

The analysis considers original aspects of the subject matter of this article as identified by the authors on the basis of their long-term studies covering both the area of theory of finance,

¹ More about sustainable development in: W. Drożdż, A. Maroušková, G. Zych, G. Kinelski, M. Wójcik-Jurkiewicz, M. Czarnecka, *Determinants of Decarbonization – How to Realize Sustainable and Low Carbon Cities?* Energies 2021. DOI: 10.3390/en14092640.

² There are doubts, however, as to whether the problems with recycling wind turbine elements do not lower the positive environmental impact of wind farms by increasing landfill.

³ While, in 2012, coal-fired power plants produced two times more power than wind farms, photovoltaic and biomass installations.

and practical compliance issues concerning the usage of green finance instruments. Hence, utilized literature aims only to support the consideration in this article or show developments of economic processes.

An important step supporting the development of green finance was taken by the European Parliament in January 2020 that adapted the European Green Deal and legally confirmed the ambitions of net zero emission goal of the European Climate Law. It highlighted the need to de-carbonize the power sector. At the same time, the European Commission prepared a budget of EUR 1 trillion for investments in green projects by 2030, which considered the instruments attracting private investments as well. The EU climate aspirations were confirmed in the Fit for 55% legislation package, which aims to adjust EU climate and energy policy towards a minimum 55% reduction of Green House Gasses (GHG) emissions by 2030 (comparing to the year 1990). The following actions shall be executed for this purpose:

- application of emissions trading in new sectors of the economy, particularly in construction and transport;
- reduction of emission limits, and requirements of the acceleration of the reductions of emissions;
- re-investment of the obtained funds from the sale of European Emission Allowances (EUA) to projects related to the implementation of climate goals;
- improvement of energy efficiency;
- acceleration of low-emission transport development through a prohibition of the sale of cars burning fossil fuels from 2035 onwards, and the creation of a separate emission trading system for road transport fuels;
- adjustment of the fiscal policy in the EU to the implementation of the Green Deal objectives, by changes in product and technology taxation towards supporting green transition;
- prevention of emission leakage by the introduction of boarder climate carbon tariff – the Carbon Border Adjustment Mechanism – which shall improve the competitiveness of EU producers and their market position starting from year 2026 by charging imported products with emission costs based on EUA price;
- protection and development of natural GHG sinks, in order to ensure climate neutrality of EU land, forestry and agriculture sectors that shall remove 310 million t. CO₂ by 2030.

The scope of the package shows the cross-cutting nature of the fight against climate change, which applies to all sectors of the European economy, pointing to the important role of the financial sector.

II. Green finance

A sustainable financial system creates and values financial assets; it enables conducting transactions in a way that builds genuine prosperity, in order to meet the long-term needs that favour sustainable development. Promoting the financing of green transition on a large and economically viable scale, should guarantee that green investments are prioritised over investments that promote non-sustainable growth patterns. This means that the funds obtained are used to finance investments, or carry out activities, related to sustainable development, having a positive impact on the environment. Hence, green financing should be divided into two groups of funds:

- 1) transformation of the business models, both of economies and companies, towards the execution of the targets of green transition;
- 2) development of sustainable investments (including renewable energy sources).

The first group of financed activities carries out the transition to a more sustainable and ecological business model of the selected economy or entity, in order to gradually reduce the negative impact on the environment. The second group of funds finances particular projects that are expected to have a positive impact on the environment.

- Green finance encourages a long-term analysis of investments that have an environmental impact and include all criteria of sustainable development.
- Green finance includes a broad variety of products and financial services, which can be divided into investment, banking and insurance products.
- Green finance includes all the financial instruments that are used for the execution of initiatives and projects connected with sustainable development, economic products and policies within the framework of green transition.

Green finance ensures funding in all financial sectors and asset classes, which take into account environmental, social and investment decision-management criteria, considering their climate risk, and are executed to promote sustainable development. For instance, banks see climate risk as a factor impacting new loans – they may adjust granting loans, taking into account the environmental impact in their risk assessments and cost of capital. What is also important is coordinating the maturity of the available financing with the investors' needs. Hence, the definitions regarding green transition should be globally systematised – there is a need for a classification system of ecological activities to support investors and financial institutions in taking informed financial decisions (a global taxonomy). The definition of green financing must be transparent. Thus, it is essential to establish the criteria for defining assets as “ecological” or classifying financing as “green” or “sustainable”, since an increasing number of financial institutions strive to support initiatives completely free of fossil fuels. Such a set of minimum standards for green finance is essential to ensure the transparency of the capital flow towards green and sustainable investments, as well as for the analysis of the ever-changing financial market and climate risk.

An example of such standardization can be found in the EU taxonomy for sustainable solutions proposal outlined by the European Commission in November 2020. The following Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council of 18 June 2020 on the establishment of a framework to facilitate sustainable investment (hereinafter: EU Taxonomy Regulation), was published in the Official Journal of the European Union on 22 June 2020, and entered into force on 12 July 2020⁴. The Taxonomy Regulation sets out conditions that an economic activity has to meet in order to qualify as environmentally sustainable, to make it easier for investors to assess their investment as regards their impact on the climate. The EU Taxonomy Regulation establishes six environmental objectives:

1. Climate change mitigation;
2. Climate change adaptation;

⁴ Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council of 18 June 2020 on the establishment of a framework to facilitate sustainable investment, and amending Regulation (EU) 2019/2088, OJ L 198/13, 9.12.2021 (hereinafter: the EU Taxonomy Regulation) .

3. The sustainable use and protection of water and marine resources;
4. The transition to a circular economy;
5. Pollution prevention and control;
6. The protection and restoration of biodiversity and ecosystems.

The European Commission states that the EU taxonomy is a classification system, establishing a list of environmentally sustainable economic activities. The EU taxonomy provides companies, investors and policy-makers with appropriate definitions to determine which economic activities can be considered environmentally sustainable. In this way, it should create security for investors, protect private investors from *green-washing*⁵, help companies to become more climate-friendly, mitigate market fragmentation, and help shift investments to where they are most needed⁶. Different means can be required for an activity to make a substantial contribution to each objective. The implemented instruments of green finance are characterized by the necessity and obligation to specify the purpose of the activity, which must primarily have a positive impact on the environment.

The European Commission continuously develops the actual list of environmentally sustainable activities, by defining technical screening criteria for each environmental objective, through delegated acts. The EU Taxonomy Regulation of 2020 establishes the general framework for determining whether an economic activity qualifies as environmentally sustainable, for the purposes of establishing the degree to which an investment is environmentally sustainable. The Taxonomy Regulation applies to measures adopted by the EU or by Member States, and set out requirements for financial market participants or issuers with respect to financial products or corporate bonds that are made available as environmentally sustainable, to financial market participants that make available financial products⁷.

The EU taxonomy, defining the criteria for recognizing investments as compliant with the principles of sustainable development, means that managers of financial assets, funds and sellers of financial products must analyse whether their investments support the green transformation. For this purpose, they are obliged to report their business activity and the so-called green and non-green investments. This reporting is intended for both, competent national authorities as well as for investors. This will result in the presentation of financial and non-financial information and reports, as well as the modification of documents preceding the conclusion of a contract for the sale and marketing of financial products. The standards and principles of disclosing information helps to develop green financial assets. It is also essential that financial institutions require clients to reduce their carbon footprint, which should increase the global pressure on such activity. This is the result of the fact that even before reaching coherent and factual reporting, there is a particular sequence to the progress of enterprises as regards sustainable development namely: problem identification, policy establishment, information disclosure and standardisation.

⁵ The phenomenon of creating the impression, among customers looking for goods manufactured in accordance with the principles of green and sustainable development, that the product or the company that produces it is in harmony with nature and ecology.

⁶ More in: *What is the EU taxonomy?*, https://finance.ec.europa.eu/sustainable-finance/tools-and-standards/eu-taxonomy-sustainable-activities_en#what, [archived on 12.03.2022].

⁷ Commission Delegated Regulation (EU) 2021/2139 of 4 June 2021 supplementing Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council by establishing the technical screening criteria for determining the conditions under which an economic activity qualifies as contributing substantially to climate change mitigation or climate change adaptation and for determining whether that economic activity causes no significant harm to any of the other environmental objectives, OJ L 441/1, 9.12.2021.

III. Selected instruments of green finance

Green finance, and all activities connected with improving the environment, has become the main financing areas in which companies must adapt their operations to make them fit the requirements of green transition. Therefore, there is a growing list of financial instruments connected with sustainable development that attract investors worldwide. *Debt Capital* and *Equity* are the dominant financial instruments in green finance. In order to meet the growing demand, new financial instruments are available – *Green Bonds* and *Greenhouse Gas Emission Market Instruments*; there are also new financial institutions, such as *Green Banks* and *Green Funds*. Investment in renewable energy, financing sustainable infrastructure and green bonds, are currently the most popular areas of interest connected with green finance. A new way of financing green investments is *crowdfunding*, which is primarily used for power investments (photovoltaic installations, bio-fuels) in developing countries. Therefore, apart from a growing technological and geographical diversity, investments related to the execution of climate goals are connected with the emergence of new business models and investment tools that may encourage investors and finance all the life stages of green assets.

Green bonds

One of the instruments of green finance that promotes climate-friendly initiatives are *green bonds*, which are one of the main instruments of financing of the fight against climate change. They are used to raise money for projects with a positive environmental impact. Green bonds are fixed-income securities designed for finance dedicated, green fixed assets⁸. Green bonds should be defined as any type of bond instrument where the proceeds, or an equivalent amount, will be exclusively used to finance or re-finance, in part or in full, new and existing eligible green investments.

There is a whole array of bonds issued that are dedicated to climate-related projects: green bonds, climate bonds, sustainable development bonds; social impact bonds, Environmental, Social, and Governance (hereinafter: ESG) bonds; blue bonds (connected with ocean protection), and many more. Recently, a new type of bonds has appeared – bonds financing the reduction of waste from plastics, which will finance projects aimed at reducing packaging waste. *Sustainable development bonds* are used for financing projects with significant environmental and social benefits. They are aimed at producing positive economic effects for a given target group, with a neutral or positive environmental impact. By contrast, green bonds are designed to finance environment-friendly initiatives and projects. There can be no so-called “greenwashing”, which is characterized by:

- obtained funds are used to finance projects that do not meet the sustainable development guidelines, or have dubious green characteristics;
- investments are not fully related to ecological solutions;
- use of funds is not monitored by the issuer;
- use of funds to implement sustainable development is not documented, and the use of funds has not been audited by a third party.

⁸ Green bonds bear the characteristic features of traditional bonds, since they give the issuer the opportunity to raise funds for a given project in return for a regular, periodic interest and full capital repayment on the maturity date.

Hence, *Green Bond Principles* (hereinafter: GBP)⁹ have been formulated describing green investments that meet the requirements for the green transformation¹⁰:

- development of renewable energy;
- energy efficiency;
- pollution prevention and control;
- environmentally sustainable management of living natural resources and land use;
- terrestrial and aquatic biodiversity conservation;
- clean transportation;
- sustainable water and wastewater management;
- climate change adaptation;
- circular economy adapted products, production technologies and processes;
- green buildings.

At the early stage of green transformation, there are *transition bonds* for financing the activities of entities which, albeit from less ecological sectors of the industry, can enter the sustainable development market and make a genuine difference to climate change by redesigning their business model into a more sustainable one, although their road to sustainable development may seem less direct. Thus, the objective of transition bonds is often quite similar to that of green bonds and may not always be achieved.

The green bond market fills the gap between capital suppliers and investors in green assets, thus ensuring that both investors and governments are able to finance projects relevant for the achievement of climate objectives. Local governments also issue such bonds. Together with other innovative instruments on the capital market, green bonds support new and existing environmental projects by giving access to long-term capital. The funds raised from green bonds are utilised for investments in Renewable Energy Solutions (RES) by national and local governments, financial institutions and companies. However, their issue entails higher costs than that of regular bonds, since it requires the financed projects to be certified as ecological – green bonds have a “green” label, which informs investors that the funds raised thanks to the bonds will be used for projects beneficial for the environment.

The main issuers of green bonds are corporations, financial institutions, agencies and countries that use green bonds for financing national climate initiatives. Green bonds have been issued in over 30 currencies¹¹. Most green bonds are issued to finance a broad variety of environmental categories such as: renewable energy, energy efficiency, or the adaptation of green transport to climate change. 23% of the accumulated amount of all green bonds issued since 2007 concerned RES. Other initiatives financed via green bonds applied to green transport, ecologically efficient technologies, energy efficiency, ecological construction, reducing pollutant emissions, sustainable management of natural and water resources, land and marine biodiversity protection¹².

⁹ The Green Bond Principles (GBP) are voluntary process guidelines that recommend transparency and disclosure, and promote integrity in the development of the Green Bond market by clarifying the approach for issuance of a Green Bond.

¹⁰ *Green Bond Principles. Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds*, ICMA Paris, Paris 2022, p. 4–5.

¹¹ *Global landscape of renewable energy finance 2020*, IRENA, Abu Dhabi 2020.

¹² More in: *Renewable energy finance: Green Bonds*, IRENA, Abu Dhabi 2020.

The global market of green bonds may be worth up to USD 1.36 billion by 2023, which also translates into a dynamic development of green finance¹³. The growth of the market of green bonds results also in an increased diversification of issuers. Although corporations and financial institutions dominate it, there are also more and more bonds issued by governments, used for financing climate goals. The Swedish SEB (banking) Group, together with the World Bank, issued green bonds for supporting projects combating climate change as early as 2008. In the US, *CalSTRS*, *AP2*, *AP3*, *UNJSPF* and *California State Treasurer* funds support the issue of green bonds and creating a market for them. Green bonds are a world-wide trend – they are issued in Peru (by *IFC*), in Germany (*KfW* bank) and in Australia (*World Bank*).

Green bonds usually spark long-term interest of investors in the enterprise of the issuer. One of the impulses for the growth of the green bonds market might be the activities of the Chinese government, which strives to develop RES. However, the China's public finances are only able to provide approx. 15% of the USD 400–800 billion necessary for financing pro-environmental projects. Hence, shortly after the Paris Agreement of 2015¹⁴, the Chinese government published national standards for green bonds in order to secure the remaining funds it needed. Further countries that promote the development of the green bonds market are India and Brazil. In India, green bonds have become a significant financial instrument that enables foreign debt capital to enter the Indian RES market. Since 2016, Indian companies and financial institutions have gained over USD 14.43 billion from green bonds, and in 2021 only, Indian companies have issued green bonds worth USD 4 billion. The importance and popularity of Indian green bonds seems to be on the rise – they give companies dealing with clean energy the opportunity for the global financing of projects that aid the Indian economy in meeting its RES goals, and they offer higher and more stable profits to global investors.

On 6 July 2021, the European Commission (EC) presented its strategy for acquiring funds under the European Green Deal in a manner that maximises applying the principles of sustainable investment, and minimises the negative impact on ESG factors. The financial sector plays a key role in the process of funding the achievement of EU climate objectives. The main assumptions of the strategy for utilising green finance include regulations aimed at facilitating access to green transition funds, especially for small and medium enterprises and households. The EC has stressed the need for the financial sector to increase its input in curbing climate change. This should result in a stable development of global green finance markets, thanks to creating international networks and bodies able to fully implement the principles of sustainable development in the financial sector itself. Green bonds will constitute as an essential instrument of green finance in funding the Green Deal. The EU is planning to annually acquire EUR 350 billion from private investors to cover the goals of the Green Deal – it has started the auctions of its green bonds on 15 September 2021. By using the strategy of sustainable finance and green bonds, the EU is aiming to become the leader in the market of climate-friendly investment. This is why it is essential to set up certain principles of issuing green bonds, such as to specify which entities may issue green bonds for raising funds or how to avoid greenwashing practices. Thanks to an EU standard, the issuers of green bonds

¹³ A. Słomka-Gołębiowska, *Zielone finanse – ratowanie człowieka, nie planety*, <https://gazeta.sgh.waw.pl/insight/zielone-finanse-ratowanie-czlowieka-nie-planety>, [achived on 12.05.2021].

¹⁴ The Paris Agreement is the first-ever universal, legally binding global climate change agreement, adopted at the Paris climate conference (COP21) in December 2015.

will have a tool to verify whether the projects they finance are compliant with EU taxonomy. A new EU standard for green bonds should satisfy the clients' growing needs for green financial assets, which are necessary for modernising the power infrastructure, housing resources and transport networks, simultaneously greening these investments.

Loans

Another example of “green” financial instruments are *green loans*. They differ from regular loans in two ways. First of all, they can only finance green initiatives and, secondly, they must be transparent as regards the selection of sustainable projects and fund allocation. Green loans are a form of financing that provides enterprises with funds for projects with a significant impact on the environment or, to be more precise, that steers them towards financing ecological projects. However, the concept is much broader than that, because it also includes an ecology-oriented methodology throughout the whole process of loan selection, structuring, utilising and reporting as regards any given green loan. Financing for enterprises is more readily available with sustainable development loans than with green loans or green bonds, thus giving access to financing also to small entities, increasing therefore, the pool of projects promoting green transition.

Provided the contract allows it, the structure of a *sustainable development loan* enables periodic use and repayment. This particular feature means that this type of loan is flexible and, hence, perfect for executing general corporate objectives that are not always clear at the preliminary stage of negotiating a loan. This way the loan agreement becomes a flexible tool for executing a company's climate objectives, and the execution of ESG goals ensures a financial benefit in the form of reduced loan costs¹⁵. Entities investing in their own sustainable development join the global trend of disclosing information regarding their carbon footprint. This also results from the fact that confirming an ESG standard directly translates into reducing such enterprises' credit risk.

An innovative instrument of green finance are ESG-linked loan agreements (*Environmental, Social and Governance loan agreements*), whose cost is partially established on the basis of the evaluation of the borrower's engagement in sustainable development as well as on responsible business practices. The number of this kind of loan agreements has been on the rise since 2019 (in 2019 it increased by 168% at a global value of USD 122 billion)¹⁶. ESG-linked financing requires the loan-taker to set up ambitious and significant objectives as regards their sustainable development, as well as to regularly (at least once a year) submit independently verified reports on their progress. The above goals may concern reducing greenhouse gas emissions, improving energy efficiency, or acquiring an external rating as regards sustainable development.

The funds from loans for sustainable development initiatives may be used for general business objectives as well. However, the interest rate is partially connected with the borrower's results in the area of sustainable development. The interest rate on the loan is lowered provided the borrower achieves their goals; it may however also go up, should the borrower fail to meet their objectives.

¹⁵ In February 2020, the investment management company *Neuberger Berman* was the first financial services company in North America to announce it would grant a USD 175 million corporate revolving credit for sustainable development initiatives. It is annually verified as regards its compliance with Environmental, Social, and Governance (hereinafter: ESG) criteria, in accordance with the UN's Principles for Responsible Investment.

¹⁶ *Sustainable Debt Sees Record Issuance At \$465Bn in 2019, Up 78% From 2018*, Bloomberg NEF, <https://about.bnef.com/blog/sustainable-debt-sees-record-issuance-at-465bn-in-2019-up-78-from-2018/>, [archived on 27.12.2020].

By the end of 2019, approximately 80% of all ESG-linked loans were granted in Europe. From the point of view of reputation and corporate governance, ESG-linked loans allow borrowers and lenders to demonstrate their engagement in the development of a sustainable economy.

Moreover, green credit instruments give borrowers access to a broader and more varied group of investors, in particular those who search for positive ESG-impact investments. It must also be noted here that there is a general market tendency for establishing lower interest rates for financing ecological projects, which encourages the borrowers to accept these kinds of instruments¹⁷. Borrowers observing Environmental, Social, and Governance (ESG) principles should also have effective procedures within their corporate governance (such as risk management, including climate risk management), which further lowers their credit risk.

Green finance derivatives

On the financial market, there are numerous derivatives connected with the achievement of ESG objectives¹⁸:

- sustainability-linked derivatives,
- Credit Default Swaps connected with ESG,
- contracts related to ESG stock indices,
- derivatives concerning European Union Emission Allowances (EUA) trade,
- derivatives whose underlying asset are renewable fuels,
- weather derivatives.

Sustainability-linked derivatives

Traditional derivatives are modified with an Environmental, Social, and Governance (ESG) element in the form Environmental Key Performance Indicators (KPIs) for measuring the achievement of ESG objectives, which may influence the value of contract settlements – depending on the achievement of ESG objectives – as payment flow may be increased or reduced.

Credit Default Swaps (CDS) related to ESG

These instruments are designed to manage credit risks resulting from climate change, hedging against potential future losses caused by the contractor's bankruptcy due to a catastrophic event, as well as against a change of value of the owned ESG-related derivatives. An instance of a financial instrument hedging the risk of RES investments is a *proxy revenue swap* for the investor and a *proxy generation swap* for the owner. The former, a proxy revenue swap, hedges against risk that impacts the RES project owner's ability to produce a predictable revenue flow (e.g. weather risk). Similarly to other hedging agreements, the proxy revenue swap transfers the price risk onto the hedge provider. Additionally, the structure of a proxy revenue swap takes into account some of the elements of the volumetric risk (i.e. the volume of energy produced under an investment). The owner of the investment bears the additional cost of transferring the volumetric

¹⁷ In April 2017, the ING Bank granted Philips the first ever sustainable development-related credit, linking the EUR 1-billion credit's interest rate with the company's results in the area of sustainable development. Bloomberg News informed that by June 2018, ING closed 15 similar transactions, pursuant to which the bank reduced the costs of loans by 5%–10% on the basis on ESG ratings.

¹⁸ M. Maciaszczyk, *Czy rynki finansowe mogą wspierać proces zarządzania ryzykiem ESG?*, Biuletyn Ryzyka 2021, no 2.

risk onto the hedge provider, thanks to specifying the proxy volume of the energy generated by the investment (i.e. indicates how much the project should have generated), which is paid for by the buyer, instead of basing revenue flow on the actual output of the project.

Contracts related to ESG stock indices

Financial instruments (*options, future contracts*) where the value is connected with ESG benchmarks, thus enabling institutions hedging ESG investments and managing financial flow within ESG funds.

Derivatives related to European Union Emission Allowances (EUA) trading

Financial institutions also develop derivatives that hedge risks on the market of greenhouse gas emission allowance trading, which companies use in order to hedge their own risks related to environmental protection requirements. Operating in the EU, the European Trading System (hereinafter: ETS) is connected with a high market risk, which is particularly noticeable by investors, and so EUAs were consequently classified by the Markets in Financial Instruments Directive 2014 (hereinafter: MiFID II) as a financial instrument. In its history, the price-per-tonne of a carbon dioxide equivalent emission (EUA) within the EU ETS varied from EUR 0.00/EUA to over EUR 60/EUA. It is not surprising that both industrial enterprises and lenders perceive the EUA price as an insufficiently reliable basis for final investment decisions. This is particularly the case if these are commercial decisions, and the risk involves hundreds of millions or even billions of invested EUR.

Instruments for the management of risk related to the EUA price are necessary to ensure investment financing. An example here is *Carbon Contract for Difference* (hereinafter: CfD) – an agreement between two parties (the buyer and seller), which establishes that the seller will settle the positive difference between the current EUA price (price on the day of contract execution) and its price as it was on the day of entering into the contract – a negative difference is paid by the buyer to the seller. The Energy Trading, Gas Trading and Energy Storage Associations reasoned that CfDs for the EUA price in certain sectors (such as steel) may reduce the demand for ETS allowances, thus decreasing greenhouse gas emission prices and, as a result, weakening the impulse to decarbonise non-supported sectors.

Derivatives with underlying asset in renewable fuels

Examples of the above derivatives include future contracts for bio-fuels quoted on the Chicago Mercantile Exchange, and future contracts for biodiesel quoted on the Intercontinental Exchange (ICE).

Weather derivatives

Weather derivatives are one of the methods to reduce the volumetric risk impact on the economic results of a company. Instead of the exercise price, these derivatives take into account weather variables (wind strength, rainfall, water level in retention reservoirs and rivers, temperature, cloud cover, etc.) and are usually set for a particular location. Under the transactions entered into on the market, money flows in correlation with weather conditions. With the aid of these instruments, companies can control financial risks that result from weather condition variations¹⁹.

¹⁹ J. Scarrow, *Weather Derivatives as a Financing Tool*, News Wire 2004, no 4.

Crowdfunding

Another instrument promoting RES developments, in particular in developing countries, is *crowdfunding*, which is based on many small payments made by a large number of people, or entities that support a particular investment. In modern times, the gathering of funds happens on-line via specialised platforms, which cuts out banks as agents and directly links the investors with those executing the investment. Crowdfunding also reduces the service costs of financing. The crowdfunding models used in green finance can be divided into two groups:

- 1) *donations* – the investors do not expect any benefits or return on their investment;
- 2) *financial crowdfunding* – the investors expect a return on their investment or an equity share.

The donation model is prevalent in developing countries, the while financial crowdfunding model dominates in developed regions. Crowdfunding undoubtedly allows small investors to become directly involved in the financing of projects related to renewable energy, be part of diverse Internet communities, make suggestions and to keep up-to-date with the projects they support.

Crowdfunding has many advantages for the investors and beneficiaries:

- it is a cheaper and faster alternative as compared with traditional financing models. Campaign organisers are also able to reach a much larger group of investors, both in terms of geographical range and risk appetite, which reduces the cost of capital;
- it can be organised from literally any location in the world, and it should ensure quicker and simpler access to capital as it minimises formalities as compared to acquiring a loan or issuing bonds;
- it has highly reduced costs connected with such formalities;
- it allows entrepreneurs to assess market demand for their products or services before turning to financial institutions to seek funds. At the same time, this model of financing can be used to build relations with buyers, suppliers and sellers, which enables investors to receive early feedback from their communities and to appropriately adapt the relevant product or service before any capital is actually invested;
- thanks to crowdfunding, providers of capital have access to new assets and, in case of debt and capital crowdfunding, they may see a higher return than from bank deposits or loans;
- it spreads the risk connected with the return on investing in RES among many investors;
- crowdfunding platforms allow investors to cooperate directly with project owners and to monitor their progress;
- crowdfunding platforms give investors the opportunity to analyse numerous offers at the same time and to quickly identify the areas of investment that best suit their portfolio strategy, risk tolerance and interests.

IV. Financing green transition with Power Purchase Agreements (PPA)

An instrument that is becoming more and more important for the development of RES are commercial *Power Purchase Agreements* (PPAs), which include long-term power supply agreements. They are an alternative for government support, while recipients receive power at a competitive price, investors have an opportunity for investment. PPAs allow purchasing power and certificates

of origin, alternatively in Poland – green certificates, from RES and at an agreed price. Apart from ensuring power supply from renewable sources, PPAs serve as a warrant of power prices as well as revenue security for renewable energy projects, which helps acquire financing²⁰.

In 2021, the importance of PPAs was noted by the European Commission, which is encouraging governments to promote long-term PPAs from RES, under the EU's overall efforts to increase energy production from renewable sources and curb emissions. The EC points out that the governments of EU Member States should remove all unjustified barriers for renewable PPAs, and to define how to reduce the financial risks they pose, for instance, by using loan guarantees. Governments would have to specify how they are promoting renewable PPAs in their national energy and climate plans, and to include the share of PPA-supported RES in their periodic progress reports.

The US has the largest market for corporate PPAs, although their number in Europe has trebled in 2020. In Spain, the number of PPAs with solar power plant developers is growing, similarly in Sweden with respect to regards wind-farm owners. In Latin America, Brazil is invariably the largest market for corporate PPAs, with an increasing number of projects based on long-term agreements concluded outside of the governmental auction system. In other Latin American countries, in particular in Chile and Mexico, the activity of PPAs has however decreased in 2020 due to a decline in economic activity and increasing financial challenges. Thanks to the development of the corporate PPA market in the US and Europe, larger and larger RES projects are becoming economically attractive, in particular in terms of investment cost reduction.

It is possible that, in the long run, the increased share of solar and wind energy, in the total energy supply, will decrease its price on the wholesale market, since the variable cost of RES production is zero. This may lower the return on RES investments, which is taken into account by financial institutions when assessing RES projects. They will thus consider among others how many new RES projects will be ready and operational before their investment project is commissioned and what to expect in the coming years in the area of power storage. Entering into a PPA allows investors and institutions financing RES hedge against such risks, and guarantee the expected return on their investment (e.g. measured at Net Present Value, hereinafter: NPV) as well as enable investors to fulfil their obligations towards financial institutions. Investors use NPV as an indicator for evaluating projects, so that they can eliminate the risk of misallocating financial resources. For a precise picture of future cash flows, the NPV must include the risk carried by the execution of a particular project. A PPA makes it possible to reduce the risk level used in calculating NPV as well as to determine the revenue expected from a given project. Consequently, for a project to be executable and to receive financing, certain guarantees as regards the production volume and its sales price are necessary.

The price of power in a PPA is based on numerous factors. The base of a PPA valuation is the price of power on the wholesale market. It could be its price on the futures market or its estimated future average spot price. Moreover, it must take into account the green energy premium. When the demand for green energy is higher than the supply, the price of green energy goes up, and so does the premium for sustainable development and the share in green transition. The price of green energy certificates of origin reflects the price consumers are inclined to pay. However,

²⁰ A PPA, apart from the commitment to sell and purchase a given volume of power, may also specify the efficiency or the operations and maintenance of the RES power plant – the energy producer agrees to make a contracted volume available to the Buyer and supply power in accordance with the Agreement.

RES doesn't produce the base product, but a so-called profile – hence there is a need to trade it on the spot market (purchasing the missing volume, selling the production surplus in relation to the products quoted on the derivatives market, which materialises the profile risk).

Undoubtedly, one of the advantages of PPAs is determining a fixed RES power price, which eliminates the impact of market risk and translates into project financing opportunities, since investors expect to secure their future revenue that is influenced by market risk (both the production volume and the sales price). They may accept the risk of volume under-production, but they expect to secure a price level that doesn't significantly deviate from the price established in the financial forecast of the profitability of a project. This is why a PPA in the form of a financial instrument makes acquiring the funds for an RES investment easier. There are two types of PPAs, depending on the physical flow of power:

- 1) PPA with a physical delivery of green power (*physical PPA*) – energy is supplied through a direct power network (via a Transmission System Operator (TSO) or a direct network between the producer and client);
- 2) *virtual PPA* (hereinafter: VPPA) – a financial instrument.

PPAs are usually quite complex as regards their structure and the competencies necessary for concluding them, which is why they are mainly concluded by large enterprises that can purchase power, or only the certificates of the power's origin, directly from the RES producer.

In a *physical PPA*, the producer and recipient must be connected to a power network (distribution or transmission). The delivery of the power in a physical PPA is usually handled by the owner of the distribution or transmission network, which means that the power supply network connects the producer and the recipient, and supplies green energy produced for the client/recipient.

If the parties are not interested in the supply of power – as is the case with the computing centres of big tech companies like Apple, Google or Microsoft – the *VPPA* is a better fit for them. It is also a solution to not being able to purchase the necessary green energy (to cover 100% of the required volume) from a local supplier's network. The offeror may be located in a different country or market area than the subject-matter of the agreement (a cross-border VPPA). A VPPA is a financial agreement where the RES installation and the recipient are connected through a financial instrument – the virtual PPA. The latter is similar to a contract for difference (for every MWh of power the buyer pays the producer a fixed price), or a swap contract. In return, the buyer gets from the producer the variable (spot) price as well as the green energy certificate of origin (Guarantee of Origin Certificate). Regardless of the virtual PPA, the RES producer may also sell their power on the open market, and the buyer may also buy power on the open market (or from a supplier). What is important in a VPPA is the fact that, on the basis of a given power price, the buyer of power who enters into a VPPA undertakes to finance part of the project. The investor or RES operator sells power on the wholesale market, while the VPPA buyer may make settlements with the project owner under a swap contract, for instance.

VPPAs are beneficial for both parties of the contract – the enterprise receives a financial equivalent of ecological power from RES at a pre-established price – while the party carrying out the project secures the necessary funds. Additionally, thanks to VPPAs buyers avoid having to physically transmit the power, and RES installation owners gain access to a larger group of entities to whom they can sell their product. Apart from traditional recipients (power companies), other

entities can be party to a VPPA too such as: financial institutions, administrative bodies, production companies or service providers (Internet companies, retail chains, chemical plants, producers of electronics, etc.). This is how these entities can show their engagement in the development of RES without directly carrying out such projects.

The VPPA can have two following characteristics:

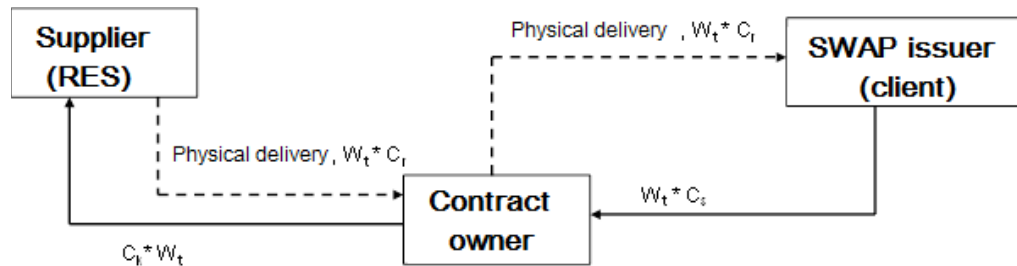
- 1) *CfD like* – a financial contract where we set a reference price and the difference is regulated by one of the parties;
- 2) *Commodity Price Swap like* – an exchange of standardized goods without its physical delivery and settled by payment with the difference in price.

As mentioned before, the PPA is a form of hedging against market risks. Analysing PPAs in this regard, we must identify a few types of VPPAs²¹ and physical PPAs:

- *SWAP* – there is no physical delivery of RES power. The contract is settled financially, the producer sells power directly to the spot market, and that is also where the buyer purchases the contracted volume of power. Thus, the market risk is mitigated for both parties – if the price of power on the spot market is higher than that specified in the contract, the developer of the RES project pays the difference to the buyer of green energy – if, however, the price on the spot market is lower than that specified in the contract, the buyer pays the difference. This mechanism would have the same effect if both parties transferred full amounts for the contracted power – the buyer pays the full amount for the whole contracted volume of RES power on the basis of the contract price – and the green energy seller transfers the full amount for selling that energy on the spot market;
- *Option* – there are two types of available options: *physically settled options* and *cash-settled options*. For VPPAs, the cash-settled option needs to be analysed, since it avoids physical power delivery. In this case, both parties have the right or obligation – depending on the type of option – to pay a given amount, calculated in accordance with the option contract;
- *Forward* – the sales of an asset, i.e. power from RES, at a specified price and with future delivery. The parties may divide the contract into two: *price of power* and *price of certificate* that confirms that the power is from RES. In this case, the price of power is directly linked to the futures or spot market (depending on the provisions of the contract).

As mentioned before, by entering into PPAs entities operating on the power market strive to hedge against market risks connected with their activity. One of the options to do that is making the PPA into a *commodity swap*. Such a contract can be used when the seller of power (e.g. an industrial plant) to the client, contracts green energy as a PPA, but at the same time concluding another PPA with the green energy producer as a way of securing its purchase.

²¹ In response to the need for PPA contracts, the European Federation of Energy Traders (EFET) prepared standard agreement templates for physical PPAs and virtual PPAs which are, in this standard, a financial instrument.

Figure 1. Applying a swap contract to hedge against the market risk of PPAs

Where:

C_k – price of the PPA contract from RES,

W_t – volume in period t ,

C_r – market price (spot, futures, etc. – selected market index),

C_s – fixed swap contract price in the PPA with the client.

Source: Own resources.

The above swap contract structure hedges against market risk both for the producer of green energy and for the client/enterprise trading power on the retail market, which is interested in purchasing green energy. It is essential to neutralise the influence of price fluctuations on the financial standing of the parties to such contract. If they were to buy and sell power on the spot market, for instance, they would be exposed to a very high risk connected with short-term price fluctuations resulting from power system balancing and, in the long run, to the risk associated with the situation on the futures power market. Thus, thanks to the specificity of swap contracts, the owner of a contract that links supply (RES) with demand (the client) enables both parties to hedge against potential power price variations by establishing one fixed price, as presented in Table 1.

Table 1. Applying a swap contract to hedge against the risk of PPAs (hypothetical prices)

C_k	C_r	Fixed SWAP price	SWAP P/L	Base instrument P/L	Contract owner's SWAP P/L
300	350	320	-30	50	20
300	230	320	90	-70	20
300	333	320	-13	33	20
300	290	320	30	-10	20

Source: Own resources.

The producer of green power (RES) supplies the swap contract owner with power at a fixed PPA contract price (C_k) in each period, despite the fact that the price with physical delivery (C_r) on the market fluctuates and varies for different delivery periods (hours, days, months) – the RES producer receives a payment from the contract owner in accordance with the price established in the PPA. The client (*demand*) would be purchasing power on the market and paying a market price for it (C_r). However, thanks to concluding a swap contract, with a swap contract owner (in this

case, the client becomes the issuer of a swap contract), the variable price (C_r) becomes a fixed swap contract price (C_s), determining the cost of purchasing green energy by the client (the swap contract becomes a quasi PPA). The difference between C_k and C_s is the profit of the swap contract owner, constituting also their premium for hedging against the renewables producer's and the client's market risk. Consequently, the swap contract becomes a risk management instrument for renewable energy producers as well as its consumers. The structure of hedging against the market risk presented above, or actually, reacting to risk by means of PPAs and swap contracts, aids to neutralise risks taken by market participants in the long term:

- the producer of renewable power is interested in guaranteeing a stable sales price level, in particular, hedging against a potential price drop on the wholesale power market in the future;
- the client (power consumer) is looking for an instrument that stabilises the purchase price of power, and hedges against a price spike on the wholesale power market in the future.

A swap contract guarantees a fixed price in a given time period, without the initial cost of acquiring a hedge, as well as an individual adaptation of the contract to the risk of the entity seeking the hedge.

The Engie initiative in Great Britain could be an example of the development of the derivatives market connected with PPAs, as it introduced fixed-price options for long-term PPAs to aid developers to overcome the obstacles of investing in capital-intensive RES projects. *Options* allow investors to choose a 100% fixed wholesale price for the entire duration of the contract, for contracts up to 10 years. Another solution could be found in *indexed price contracts*, based on reliable indices and connected with a given index, or contracts for difference. The increasing attractiveness of PPAs is also visible in trade on the financial market. The management of the European Energy Exchange (EEX) notes that some financial products, such as long-term future contracts, become directly linked with PPAs which, due to their duration, increases the demand for *PPA futures* with a maturity of up to 10 years. Creating future contracts for PPAs will also make it possible to eliminate the loan risk connected with this product, which makes PPAs more attractive as instruments for hedging risk. There is another method of hedging investment results – combining long-term PPAs, physical future contracts for 3–4 years, swap contracts for 10 years, etc. Such contracts have been present on various financial markets for years.

V. Regulatory conditions for PPAs on the Polish market

As mentioned before, negotiating a PPA requires certain competencies in the area of the energy market in financial instruments, which constitutes a high legal risk.

In view of Polish law, there is no unambiguous classification for PPAs. Essentially, it should be qualified as a bilaterally binding agreement for the purchase of power from a renewable energy source. However, VPPAs can't be classified as such, due to their strictly financial character, and since they do not include the delivery of a physical form of the subject-matter of the agreement (i.e. power), nor the transfer of its ownership. This is why a clear distinction must be made as regards the subject matter of PPAs – *standard purchase agreements*²² and *agreements for a financial settlement* that constitute a financial instrument. The former would include all PPAs

²² Art. 535(1) in connection with Art. 555 of the Civil Code [reference A].

that oblige the seller – the entity in charge of a renewable energy source – to physically hand-over the subject-matter of the agreement (power)²³. It is a secondary matter how the hand-over will actually occur, so this category will include both PPAs whose delivery of power will take place via a direct network as well as via a distribution network. It must be noted that the above category of PPAs should also meet all the requirements for power purchase agreements specified in Art. 5 of the Polish Energy Law²⁴ [reference B].

The second category – *financial PPAs (VPPAs)* – completely omits the element of handing over the subject-matter of the agreement, that is, the delivery of power. Due to omitting the element of a physical delivery of power to the buyer, where the latter can use it or re-sell it, these PPAs are called “virtual”. It is worth mentioning that purchase agreements are constituted both by transferring the ownership of the subject-matter of the agreement (power) and its hand-over²⁵. If the subject-matter of the agreement is not handed over, such an agreement cannot be considered a standard purchase agreement. Due to the above, as well as to the financial settlement mechanism of a VPPA, such agreements must be classified as financial instruments²⁶. Depending on the adopted settlement model: swap, options, financial forward or Carbon Contract for Difference (CfD), such an agreement will be classified as one of the financial instruments specified in Section C Annex 1 to the Markets in Financial Instruments Directive 2014 (MIFID II) [reference C].

Qualifying VPPAs as a financial instrument has consequences as regards the freedom of trading in these instruments. Trade in financial instruments is limited pursuant to Art. 69(1) in connection with Art. 69(2) of Act of 29 July 2005 on trading in financial instruments (hereinafter: ATFI) [reference D], although there are exceptions, as specified in Art. 70(1) ATFI [reference D]. Taking into account the purpose of PPAs explained in this article, the primary exception that makes entering into VPPAs on one’s own account practically unrestricted, is specified in Art. 70 (1) point 4 ATFI [reference D]: the possibility to purchase or sell on one’s own account financial instruments other than commodity derivatives, emission allowances or derivatives the underlying assets of which are emission allowances.

Commodity derivatives are defined in Art. 2(1) point 2 letters d–f ATFI²⁷ [reference D]. The practically unrestricted conclusion of VPPAs on one’s own account, will therefore only concern VPPAs structured as CfDs, because only this sort of contract, from the aforementioned list of the types of VPPAs, will not be classified as a commodity derivative. The remaining three types of VPPAs (swap, options or financially settled forward), the underlying asset of which is power, will be classified as commodity derivatives. As a consequence, concluding such contracts will only

²³ Art. 555 of the Civil Code [reference A].

²⁴ Act of 10 April 1997 – Energy Law [reference B].

²⁵ Art. 535 of the Civil Code [A].

²⁶ Art. 2(1) point 2 of the Act of 29 July 2005 on trading in financial instruments ([D]; (hereinafter: ATFI)).

²⁷ Commodity derivatives include: d) options, future contracts, swaps, forward interest-rate agreements, and other derivatives where the underlying asset is a commodity and which are, or can be settled in cash, at the discretion of any of the parties,

e) options, future contracts, swaps, and other derivatives whose underlying asset is a commodity and which can be carried out through delivery, on condition that they are admitted to trading on the financial instrument trading market, excluding energy products that are traded wholesale on an OTF, which must be carried out through delivery,

f) options, future contracts, swaps, forward agreements, and other derivatives not admitted to trading on the financial instrument trading market, whose underlying asset is a commodity and which can be carried out through delivery but which are not intended for trading and have the properties of other derivative instruments,

i) options, future contracts, swaps, forward interest-rate agreements, and other derivatives relating to climate change, freight rates, inflation rates or other official statistical data, which are or can be carried out via cash settlement, at the discretion of any of the parties, as well as derivatives specified in Art. 8 of Regulation 2017/565 and others that have the properties of other derivative instruments.

be possible under an *ancillary activity exemption*²⁸. This is why entities interested in concluding VPPAs structured as: swap, option or cash-settled forward contracts, will be forced to meet additional regulatory requirements that will enable them to conduct business under an ancillary activity exemption²⁹.

The second classification of PPA's proposed above was into *sensu stricto PPA's* and *corporate PPA's* – a classification based on the final customer status³⁰. PPA's where the recipient is a non-final customer, that is, contracts concluded on the wholesale market between the producer and trading company³¹, have been present on the market for a very long time. Trading companies would secure power for further re-sale. *Corporate PPA's* (hereinafter: CPPA's) are a relatively new construct on the market that directly links the producer with the recipient. Such contracts also come in two variants: *physical CPPA's* or *virtual CPPA's*. The latter do not entail any additional regulatory requirements than the ones for VPPA's already described above. By contrast, physical CPPA's must take into account all the requirements for agreements for the sale of power to a final customer.

Once again Art. 5 of the Energy Law [reference B] must be mentioned, which specifies the requirements for power sales agreements. From a regulatory point of view, it is more important for a trading company to fulfil its environmental duties, namely the obligation to redeem a given number of certificates of origin issued for power generated from renewable energy sources³² and from energy efficiency certificates³³. In order to fulfil these obligations, the entity in charge of the RES installation must secure the possibility of acquiring property rights (i.e. must have an account in the property rights register and be able to conclude stock transactions with property rights as their subject-matter). The necessity to ensure the above competencies on the part of the entities in charge of RES installations, constitutes a significant and additional organisational burden for them and, in consequence, has a negative influence on the development of power sales under CPPA's.

VI. Conclusions

The article's analysis of the selected green-transition financial instruments currently on the market clearly shows how varied and accessible they are becoming, thus being increasingly available to companies (the final recipients of power). Simultaneously, the regulatory conditions are complex and elaborate regarding both the financial instruments market, and the power market with its increasing need to ensure the security of supply. Thus, the companies that want to benefit from the instruments for the financing of green transition need to demonstrate a great deal of specialist knowledge, which is an obstacle in utilising those instruments. However, a detailed analysis of the mechanism of financing RES through PPA's proves that selecting the right contract model makes it possible to meet the needs of both the power producers and the recipients, at the same time minimising regulatory risks. The analysis carried out in this article proved that

²⁸ See: Art. 70(1) point 10 of the ATFI [reference D].

²⁹ By activities that are the company's ancillary business mentioned in Art. 70(1) point 10 are understood here as activities that meet the criteria described in the Commission Delegated Regulation (EU) 2021/1833 of 14 July 2021 [reference E].

³⁰ See Art. 3 point 13a of the Energy Law [B], which defines a final customer as: a customer purchasing fuels or energy for their own use; own use does not include power purchased with the aim of being used to produce, transfer or distribute power and gas fuels purchased with the aim of being used to transfer, distribute or storing gas fuels, liquefaction of natural gas or the re-gasification of liquefied natural gas.

³¹ A power company with a license for power trading.

³² See Art. 52(1) in connection with Art. 52(2) point 2 of the Act [F].

³³ See Art. 10(1) in connection with Art. 10(2) point 1 of the Act [G].

use of green finances' products makes it possible to hedge the market risk of both green power producers and customers, in compliance with the regulations of financial markets. Therefore, the issue of the application of green finance relates not only to economic problems, but to a broadly perceived area of compliance and legal category, a realisation stressed by the authors in the last section of the article.

References

1. Drożdż W., Maroušková A., Zych G., Kinelski G., Wójcik-Jurkiewicz M., Czarnecka M., *Determinants of Decarbonization – How to Realize Sustainable and Low Carbon Cities?*, *Energies* 2021. DOI: 10.3390/en14092640.
2. *Green Bond Principles. Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds*, ICMA Paris, Paris 2022.
3. *Global landscape of renewable energy finance 2020*, IRENA, Abu Dhabi 2020.
4. Maciaszczyk M., *Czy rynki finansowe mogą wspierać proces zarządzania ryzykiem ESG?*, *Biuletyn Ryzyka* 2021, no 2.
5. *Renewable energy finance: Green Bonds*, IRENA, Abu Dhabi 2020.
6. Scarrow J., *Weather Derivatives as a Financing Tool*, *News Wire* 2004, no 4.
7. Słomka-Gołębiowska A., *Zielone finanse – ratowanie człowieka, nie planety*, <https://gazeta.sgh.waw.pl/insight/zielone-finanse-ratowanie-czlowieka-nie-planety>, [archived on 12.05.2021].
8. *Sustainable Debt Sees Record Issuance At \$465Bn in 2019, Up 78% From 2018*, Bloomberg NEF, <https://about.bnef.com/blog/sustainable-debt-sees-record-issuance-at-465bn-in-2019-up-78-from-2018/>, [archived on 27.12.2020].
9. *What is the EU taxonomy?*, https://finance.ec.europa.eu/sustainable-finance/tools-and-standards/eu-taxonomy-sustainable-activities_en#what, [archived on 12.03.2022].

Legal Acts

- A. *Act of 10 April 1997 – Energy Law (consolidated text)*, Polish J. of L. of 2021, item. 716.
- B. *Act of 20 February 2015 on renewable energy sources (consolidated text)*, Polish J. of L. of 2021, item. 601.
- C. *Act of 20 May 2016 on energy efficiency (consolidated text)*, Polish J. of L. of 2021, item. 2166.
- D. *Act of 23 April 1964 – Civil Code (consolidated text)*, Polish J. of L. of 2020, item 1740.
- E. *Act of 29 July 2005 on trading in financial instruments (consolidated text)*, Polish J. of L. of 2022, item. 861.
- F. *Commission Delegated Regulation (EU) 2021/1833 of 14 July 2021 supplementing Directive 2014/65/EU of the European Parliament and of the Council by specifying the criteria for establishing when an activity is to be considered to be ancillary to the main business at group level*, OJ L 372, 20.10.2021, p. 1–10.
- G. *Commission Delegated Regulation (EU) 2021/2139 of 4 June 2021 supplementing Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council by establishing the technical screening criteria for determining the conditions under which an economic activity qualifies as contributing substantially to climate change mitigation or climate change adaptation and for determining whether that economic activity causes no significant harm to any of the other environmental objectives*, OJ L 441/1, 9.12.2021.

- H. *MIFID II Directive – Directive 2014/65/EU of the European Parliament and of the Council of 15 May 2014 on markets in financial instruments and amending Directive 2002/92/EC and Directive 2011/61/EU (consolidated text)* (OJ L 173 12.6.2014, p. 349).
- I. *Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council of 18 June 2020 on the establishment of a framework to facilitate sustainable investment, and amending Regulation (EU) 2019/2088*, OJ L 198/13, 9.12.2021.

Dariusz Michalski*, Paweł Hawranek**

Instrumenty finansowe zielonej transformacji

Streszczenie

Zielona transformacja tworzy zmiany nie tylko dla realnej gospodarki, ale także dla szeroko rozumianych finansów, tworząc zarówno ryzyko, jak i szanse. Ma to fundamentalne znaczenie dla przedsiębiorstw i instytucji finansowych, które muszą się dostosować do nowych warunków funkcjonowania. Ryzyko powstaje w obszarach podlegających presji regulacyjnej i rynkowej, wymuszając zmiany strategii rynkowej lub metod produkcji. Regulacje również mogą stwarzać szanse, m.in. dla rozwoju czystych technologii, w szczególności wspierających ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, rozwój odnawialnych źródeł energii, rewolucję cyfrową na rynku energii czy wprowadzenie nowych elementów na rynek finansowy. Uwzględnienie tych tendencji jest niezbędne dla powodzenia gospodarek. Niedocenianie postępujących zmian klimatu i intensywna działalność człowieka sprawiły, że ochrona klimatu i konieczność transformacji gospodarki stały się priorytetem. W związku z tym wdrożenie zielonej transformacji wymaga odpowiednich środków na finansowanie zielonych projektów. Biorąc pod uwagę powyższe tendencje w światowej gospodarce, autorzy przedstawiają instrumenty finansowe dostępne dla wspierania zielonej transformacji, uwzględniając praktyczne zagadnienia kształtujące przyszłość rynku energii elektrycznej. W związku z tym przedstawiają instrumenty finansowe wykorzystywane do transformacji energetycznej i walki ze zmianami klimatycznymi. Autorzy zwracają uwagę na znaczenie zielonych finansów, które jako element systemu finansowego przejmują odpowiedzialność za zapewnienie kapitału i narzędzi zarówno do finansowania celów klimatycznych, jak i efektywnego zarządzania ryzykiem przez podmioty zaangażowane w ten proces.

Słowa kluczowe: zielona transformacja; neutralność klimatyczna; zielone finanse; elektroenergetyka; instrumenty finansowe; ryzyko; zarządzania; OZE.

* Doktor habilitowany, profesor Akademii Techniczno-Humanistycznej w Bielsku Białej. ORCID: 0000-0002-9047-4255; e-mail: dmichalski@ath.bielsko.pl.

** Radca prawny, partner zarządzający w HAWRANEK Kancelaria Radców Prawnych Spółka Partnerska. ORCID: 0000-0001-8933-1516; e-mail: phawranek@hkrp.pl.

Grant OZE – próba oceny nowego instrumentu wsparcia w rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce

Spis treści

- I. Wstęp
- II. Konstrukcja grantu OZE, problem definicji legalnych
- III. Zasady przyznawania grantów OZE
- IV. Podsumowanie

Streszczenie

Z końcem 2022 roku do obrotu prawnego został wprowadzony nowy instrument wsparcia pod nazwą „grant OZE”. Nowelizacja przepisów ma między innymi na celu realizację założeń programu „Wymiana źródeł ciepła i poprawa efektywności energetycznej w budynkach mieszkalnych” w zakresie, w jakim działanie to dotyczy budynków mieszkalnych wielorodzinnych oraz „Inwestycje w energooszczędne budownictwo mieszkaniowe dla gospodarstw domowych o niskich i średnich dochodach”. Głównym celem niniejszego artykułu jest analiza nowego rozwiązania prawnego mającego służyć między innymi właścicielom i zarządcom budynków wielorodzinnych oraz innym beneficjentom. Podstawowymi pytaniami badawczymi są – w jakim kierunku poszedł prawodawca oraz czy nowe przepisy odpowiadają dotychczasowej regulacji prawnej i czy są z nią „kompatybilne”.

Słowa kluczowe: grant OZE; odnawialne źródła energii; prawo energetyczne; energetyka.

JEL: K19, K23, K41

I. Wstęp

W dniu 29 września 2022 r. została uchwalona ustawa o zmianie niektórych ustaw wspierających poprawę warunków mieszkaniowych¹. Jak wskazuje się w uzasadnieniu do projektu tego aktu normatywnego, projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw wspierających poprawę warunków mieszkaniowych stanowi przede wszystkim realizację działań związanych z wdrażaniem Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) w ramach: działania B1.1.2-2 (część grantowa) pn. „Wymiana źródeł ciepła i poprawa efektywności energetycznej w budynkach mieszkalnych” w zakresie, w jakim działanie to dotyczy budynków mieszkalnych wielorodzinnych oraz

* Doktor habilitowany, profesor uczelni; Uniwersytet Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie. ORCID: 0000-0001-8536-4054; e-mail: m.szyski@uksw.edu.pl.

¹ Ustawa z dn. 29.09.2022 r. o zmianie niektórych ustaw wspierających poprawę warunków mieszkaniowych (Dz. U. 2022, poz. 2456).

Edition of that article was financed under Agreement Nr RCN/SP/0326/2021/1 with funds from the Ministry of Education and Science, allocated to the “Rozwoj czasopism naukowych” programme.

działania B3.5.1 (część pożyczkowa) pn. „Inwestycje w energooszczędne budownictwo mieszkaniowe dla gospodarstw domowych o niskich i średnich dochodach”². Ustawa ta wprowadza wiele zmian w obszarze – jak to sformułowano w tekście normatywnym – „poprawy warunków mieszkaniowych”. Głównym celem niniejszego artykułu jest analiza nowego rozwiązania wprowadzonego do obrotu prawnego jako instrument wsparcia między innymi dla właścicieli i zarządców budynków wielorodzinnych oraz dla innych beneficjentów. Podstawowymi pytaniami badawczymi są zaś – w jakim kierunku poszedł prawodawca oraz czy nowe przepisy odpowiadają dotychczasowej regulacji prawnej i czy są z nią „kompatybilne”. Zadanie jest o tyle trudne, że analizowaną materię reguluje ustawa wprowadzająca zasadnicze zmiany do wielu ustaw (między innymi o finansowym wsparciu niektórych przedsięwzięć mieszkaniowych oraz o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków). Jako metodę badawczą zastosowano tu przede wszystkim metodę dogmatycznoprawną – na podstawie której poddano analizie przepisy aktów prawnych. Obok metody dogmatycznoprawnej zastosowano także metodę teoretycznoprawną, a w niektórych miejscach artykułu – również metodę historycznoprawną. Należy ponadto zaznaczyć, że jest to nowy instrument wsparcia, dlatego w doktrynie brakuje jeszcze opracowań na ten temat, nie ma także orzecznictwa sądowego w tym obszarze, stąd przywołana literatura w tym artykule nie jest szeroka.

II. Konstrukcja grantu OZE, problem definicji legalnych

W omawianym przypadku rekonstrukcja kluczowej definicji legalnej, którą wprowadził do obrotu prawnego prawodawca, nie będzie prostym zadaniem. Wynika to z faktu, że ustawodawca w drodze jednego aktu normatywnego dokonał obszernych zmian w innych ustawach prawa administracyjnego materialnego, wprowadzając na pozór podobne przepisy, jednak różniące się między sobą. Sprawa ta wymaga więc w pierwszej kolejności analizy związanej z zakresem przedmiotowym obowiązywania poszczególnych ustaw zmienianych.

Ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie niektórych ustaw wspierających poprawę warunków mieszkaniowych dokonuje zmiany w następujących aktach prawnych:

- ustawie z dnia 26 października 1995 r. o społecznych formach rozwoju mieszkalnictwa³;
- ustawie z dnia 21 czerwca 2001 r. o ochronie praw lokatorów, mieszkaniowym zasobie gminy i o zmianie Kodeksu cywilnego⁴;
- ustawie z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych⁵;
- ustawie z dnia 5 grudnia 2002 r. o dopłatach do oprocentowania kredytów mieszkaniowych o stałej stopie procentowej⁶;

² Uzasadnienie do projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw wspierających poprawę warunków mieszkaniowych. Pozyskano z: <https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/druk.xsp?nr=2451> (12.2022).

³ Ustawa z dn. 26.10.1995 r. o społecznych formach rozwoju mieszkalnictwa (t.j. Dz. U. 2021, poz. 2224; 2022, poz. 807, 1561, 2456).

⁴ Ustawa z dn. 21.06.2001 r. o ochronie praw lokatorów, mieszkaniowym zasobie gminy i o zmianie Kodeksu cywilnego (t.j. Dz. U. 2022, poz. 172, 975, 1561, 2456).

⁵ Ustawa z dn. 21.06.2001 r. o dodatkach mieszkaniowych (t.j. Dz. U. 2021, poz. 2021; 2022, poz. 1561, 2456).

⁶ Ustawa z dn. 5.12.2002 r. o dopłatach do oprocentowania kredytów mieszkaniowych o stałej stopie procentowej (t.j. Dz. U. 2022, poz. 101, 1561, 2456).

- ustawie z dnia 8 grudnia 2006 r. o finansowym wsparciu niektórych przedsięwzięć mieszkaniowych⁷;
- ustawie z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków⁸.

Konstrukcja grantu OZE należy do kategorii tzw. instrumentów wsparcia, które to instrumenty w ustawach związanych z rynkiem energii przybierają różną postać (zob.: Trupkiewicz, 2019, s. 105–120; Przybylska-Cząstkiewicz, 2016, s. 173–186; Muras, 2011). Nie jest jednak celem tego artykułu omawianie instytucji instrumentów wsparcia w ogólności, a jedynie skupienie się na jednym z najnowszych z nich, jakim jest grant OZE. Z tego punktu widzenia znaczenie mają ustawa o finansowym wsparciu niektórych przedsięwzięć mieszkaniowych oraz ustawa o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków.

Opierając się na zakresach przedmiotowych tych dwóch aktów normatywnych, można wskazać, że pierwsza z wymienionych ustaw określa zasady: finansowania ze środków Funduszu Termomodernizacji i Remontów części kosztów przedsięwzięć termomodernizacyjnych i remontowych, przedsięwzięć niskoemisyjnych oraz zakupu, montażu, budowy lub modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii oraz zasady funkcjonowania centralnej ewidencji emisyjności budynków (szerzej: Ofiarska, 2021, s. 16–24). Druga ustawa dotyczyć ma zaś zasad udzielania z Funduszu Dopłat finansowego wsparcia podmiotom realizującym przedsięwzięcia polegające na tworzeniu lub modernizacji: a) lokali mieszkalnych na wynajem o ograniczonym czynszu, w tym lokali wchodzących w skład mieszkaniowego zasobu gminy; b) mieszkań chronionych; c) noclegowni, schronisk dla osób bezdomnych, ogrzewalni i tymczasowych pomieszczeń; d) infrastruktury technicznej lub infrastruktury społecznej; a ponadto zasad udzielania wraz z finansowym wsparciem grantu MZG i grantu OZE; tworzenia, uzupełniania i udostępniania zasobu projektów architektoniczno-budowlanych i projektów technicznych, dotyczących budowy budynków, w których tworzone są lokale mieszkalne, oraz zarządzania tym zasobem; gospodarowania lokalami mieszkalnymi na wynajem utworzonymi z wykorzystaniem finansowego wsparcia, które nie wchodzi w skład mieszkaniowego zasobu gminy.

Jak można przypuszczać – z powodu dwóch wskazanych wyżej zakresów przedmiotowych ustaw – prawodawca zdecydował się na równoległe wprowadzenie w tych dwóch aktach także dwóch definicji legalnych pojęcia „grant OZE”.

Zgodnie z art. 5 pkt 2 ustawy o zmianie niektórych ustaw wspierających poprawę warunków mieszkaniowych, w ustawie z dnia 8 grudnia 2006 r. o finansowym wsparciu niektórych przedsięwzięć mieszkaniowych wprowadza się następujące zmiany: w art. 2 w pkt 12 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 13–16 w brzmieniu: 16) grantie OZE – należy przez to rozumieć grant na pokrycie części kosztów zakupu, montażu lub budowy instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 2 pkt 13 lit. a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2022, poz. 1378, 1383 i 2370), z wyłączeniem magazynu biogazu rolniczego, przyłączonej do sieci dystrybucyjnej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji, udzielany w ramach realizacji działania „Wymiana źródeł ciepła i poprawa efektywności energetycznej

⁷ Ustawa z dn. 8.12.2006 r. o finansowym wsparciu niektórych przedsięwzięć mieszkaniowych (t.j. Dz. U. 2022, poz. 377, 1561, 2456).

⁸ Ustawa z dn. 21.11.2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków (t.j. Dz. U. 2022, poz. 438, 1561, 1576, 1967, 2456).

w budynkach mieszkalnych”, w części dotyczącej budownictwa wielorodzinnego, określonego w planie rozwojowym.

Powyższa definicja legalna została oparta częściowo na definicji „instalacji odnawialnego źródła energii”, która zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii oznacza – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania energii opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, lub, obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego – a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej lub magazyn biogazu rolniczego. Jak wskazano wyżej – jest to tylko częściowe oparcie się o tę definicję, ponieważ prawodawca wyłączył magazyn biogazu rolniczego. Cechą charakteryzującą instalację OZE jest jej przyłączenie do sieci energetycznej w jednym miejscu przyłączenia (Karpiński i Szyrski, 2020). Oczywiście stanowi to zatem przyłączenie w rozumieniu art. 7 prawa energetycznego, a sama instalacja będzie *de facto* określana umową o przyłączenie do sieci, w zakresie mocy przyłączeniowej, nie zaś poszczególnych elementów technicznych instalacji OZE (Karpiński i Szyrski, 2020). Chodzi więc o jedno przyłącze w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne (Frąckowiak, 2016). W praktyce instalację będzie określać umowa o przyłączenie do sieci. W konsekwencji należałoby uznać, że jak długo dana instalacja OZE będzie rozbudowywana w ramach pierwotnie ustalonej mocy przyłączeniowej, tak długo będziemy mieć do czynienia z jedną i tą samą instalacją OZE (Frąckowiak, 2016).

Zakres przedmiotowy został tu ograniczony do budownictwa wielorodzinnego. Problem interpretacyjny polega jednak na tym, że obecnie w przepisach prawa budowlanego⁹ brakuje definicji takiego budownictwa. Pojęcie „budownictwa wielorodzinnego” wywodzi się obecnie *a contrario* z art. 3 pkt 2a ustawy – Prawo budowlane, który stanowi, że przez budynek mieszkalny jednorodzinny należy rozumieć budynek wolno stojący albo budynek w zabudowie bliźniaczej, szeregowej lub grupowej, służący zaspokajaniu potrzeb mieszkaniowych, stanowiący konstrukcyjnie samodzielną całość, w którym dopuszcza się wydzielenie nie więcej niż dwóch lokali mieszkalnych albo jednego lokalu mieszkalnego i lokalu użytkowego o powierzchni całkowitej nieprzekraczającej 30% powierzchni całkowitej budynku. W komentarzach do tej ustawy odnajdujemy pogląd, że „w odróżnieniu od definicji, o której stanowi art. 3 pkt 2a – Prawo budowlane, budynek składający się z wielu mieszkań jest budynkiem mieszkalnym wielorodzinnym” (Piątek, 2016, art. 3). Orzecznictwo Naczelnego Sądu Administracyjnego¹⁰ wskazuje jednak, że jest to kwestia, a brak definicji nastrocza wiele problemów praktycznych.

Zakres podmiotowy tej definicji także wymaga komentarza. Ustawa wprowadza dwie kategorie takich podmiotów. Pierwsza grupa to tzw. beneficjent wsparcia (art. 2 pkt 5a), który zgodnie z ustawą oznacza:

- gminę;
- jednoosobową spółkę gminną, której gmina powierzyła realizację zadania własnego w zakresie zaspokajania potrzeb mieszkaniowych wspólnoty samorządowej, z wyjątkiem społecznych inicjatyw mieszkaniowych, albo zadania związanego z infrastrukturą techniczną lub infrastrukturą społeczną;

⁹ Ustawa z dn. 7.07.1994 r. – Prawo budowlane (t.j. Dz. U. 2021, poz. 2351; 2022, poz. 88, 1557, 1768, 1783, 1846, 2206).

¹⁰ Patrz: wyr. NSA z 16.09.2016 r., II OSK 3103/14, LEX nr 2143540.

- związek międzygminny;
- powiat;
- organizację pozarządową, o której mowa w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 kwietnia 2003 r. o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie (Dz. U. 2020, poz. 1057; 2021, poz. 1038, 1243, 1535 i 2490);
- podmioty, o których mowa w art. 3 ust. 3 ustawy z dnia 24 kwietnia 2003 r. o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie.

Aby podmioty te mogły zostać określone mianem beneficjentów wsparcia, muszą wcześniej uzyskać finansowe wsparcie na realizację przedsięwzięcia na zasadach określonych w ustawie. Ustawa nie precyzuje natomiast nazwy dla kategorii podmiotów, które dopiero starają się o finansowe wsparcie.

Drugą grupą podmiotów zgodnie z ustawą (art. 2 pkt 5) są inwestorzy. Pojęcie to oznacza podmiot, który w ramach działalności prowadzonej w zakresie budownictwa mieszkaniowego tworzy:

- lokale mieszkalne na wynajem,
- mieszkania chronione,
- tymczasowe pomieszczenia,
- noclegownie,
- schroniska dla osób bezdomnych,
- ogrzewalnie,
- infrastrukturę techniczną lub infrastrukturę społeczną.

Także w tym przypadku podmioty te – aby mogły zostać określone mianem inwestorów – muszą wcześniej uzyskać finansowe wsparcie na realizację przedsięwzięcia na zasadach określonych w ustawie. Co ciekawe, podmiotem, o którym mowa w art. 2 pkt 5 może być społeczna inicjatywa mieszkaniowa (*vide*: art. 5a ust. 1 ustawy o finansowym wsparciu niektórych przedsięwzięć mieszkaniowych).

Przechodząc do drugiego aktu prawnego – a więc do ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków – trzeba zwrócić uwagę na nieco zaskakujący zabieg prawodawcy. W tym akcie również wprowadzono definicję grantu OZE, ale w innym kształcie.

W ustawie z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków wprowadzono następujące zmiany: w pkt 14 kropkę zastąpiono średnikiem i dodano pkt 19) w brzmieniu: grant OZE – grant na zakup, montaż, budowę lub modernizację instalacji odnawialnego źródła energii. Tutaj prawodawca ograniczył się jedynie do wskazania form działalności podmiotu korzystającego ze wsparcia, bez odniesienia do zakresów przedmiotowych, takich jak na przykład wyodrębnienie rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii (zob. Jędrzejewski, Kafar, Kleina-Galińska i Kujaszewska, 2021).

Zakres podmiotowy i przedmiotowy w tej sytuacji należy interpretować z dalszych przepisów ustawowych, tj. przede wszystkim z treści art. 2 (słowniczek) oraz art. 11m.

Ustawa wprowadza tu również pojęcie „inwestora” (podobnie jak miało to miejsce w ustawie o finansowym wsparciu niektórych przedsięwzięć mieszkaniowych), który tutaj oznacza właściciela lub zarządcę budynku, lokalnej sieci ciepłowniczej lub lokalnego źródła ciepła, z wyłączeniem jednostek budżetowych i samorządowych zakładów budżetowych. Pojęcie „właściciela części budynku

mieszkalnego” oznacza natomiast – właściciela co najmniej jednego wyodrębnionego lokalu kwaterunkowego w budynku mieszkalnym albo właściciela niewyodrębnionych lokali kwaterunkowych w budynku mieszkalnym, w którym został wyodrębniony co najmniej jeden lokal mieszkalny.

W ramach zakresu przedmiotowego należy zwrócić uwagę na treść art. 11m ust. 1. Zgodnie z tym przepisem inwestorowi realizującemu przedsięwzięcie polegające na czynnościach, o których mowa w art. 2 pkt 19, przysługuje grant OZE, na pokrycie 50% tego przedsięwzięcia, jeżeli:

- inwestorem jest właściciel lub zarządca budynku wielorodzinnego;
- przedmiotem przedsięwzięcia jest: a) zakup, montaż lub budowa nowej instalacji odnawialnego źródła energii lub b) modernizacja instalacji odnawialnego źródła energii, w wyniku której zainstalowana moc instalacji wzrośnie o co najmniej 25%;
- w instalacji odnawialnego źródła energii jest wytwarzana energia na potrzeby budynku, o którym mowa w pkt 1;
- przedsięwzięcie nie wyrządza poważnych szkód dla celów środowiskowych.

Jak wynika z powyższej analizy, obydwie, równolegle wprowadzone przez prawodawcę definicje legalne pojęcia „grant OZE” nie są ze sobą tożsame, co więcej zakresy przedmiotowe tych dwóch pojęć są różne. Można by spróbować powiązać interpretację tych pojęć z przywołanymi wcześniej w tym opracowaniu zakresami przedmiotowymi ustaw prawa materialnego, w których została wprowadzona dana definicja legalna. Nie tłumaczy to jednak różnych zakresów tych dwóch pojęć, a w szczególności zabiegu polegającego na stworzeniu zupełnie innych definicji legalnych na potrzeby danego aktu normatywnego, gdy materia dotyczy tego samego zagadnienia i tego samego instrumentu prawnego. Dobrym rozwiązaniem byłoby tu stworzenie definicji legalnej w jednym akcie normatywnym i zastosowanie odesłania zewnętrznego do drugiej z nich – wraz z wprowadzeniem odpowiedniej korekty po stronie zakresu przedmiotowego czy podmiotowego w tej właśnie ustawie.

Na marginesie analizy definicji legalnych warto zaznaczyć, że ustawa obok pojęcia „grantu OZE” wprowadziła także do obrotu prawnego podobne, tj. „grant MZG”. Oznacza ono grant na pokrycie części kosztów remontu lub przebudowy budynku mieszkalnego będącego własnością gminy lub jednoosobowej spółki gminnej albo części takiego budynku zajmowanego przez lokatora na podstawie obowiązującej umowy najmu udzielany w ramach realizacji działania „Wymiana źródeł ciepła i poprawa efektywności energetycznej w budynkach mieszkalnych”, w części dotyczącej budownictwa wielorodzinnego, określonego w planie rozwojowym. Także w ustawie o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków znalazła się inna, skrócona definicja pojęcia. W przypadkach grantu MZG i grantu OZE mamy do czynienia z taką samą sytuacją legislacyjną (wprowadzono dwie różne definicje legalne).

III. Zasady przyznawania grantów OZE

Mając na uwadze powyższe definicje legalne oraz omówione zakresy przedmiotowe i podmiotowe oraz przepisy proceduralne – można mówić o różnych procedurach, wynikających z tych dwóch ustaw.

Rozpocznijmy od procedury określonej w ustawie o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków. Jak wskazano wcześniej, zgodnie z tą

ustawą (art. 11m) inwestorowi realizującemu przedsięwzięcie polegające na czynnościach, o których mowa w art. 2 pkt 19, przysługuje grant OZE, na pokrycie 50% tego przedsięwzięcia, jeżeli: inwestorem jest właściciel lub zarządca budynku wielorodzinnego; przedmiotem przedsięwzięcia jest: a) zakup, montaż lub budowa nowej instalacji odnawialnego źródła energii lub b) modernizacja instalacji odnawialnego źródła energii, w wyniku której zainstalowana moc instalacji wzrośnie o co najmniej 25%; w instalacji odnawialnego źródła energii jest wytwarzana energia na potrzeby budynku, o którym mowa w pkt 1; przedsięwzięcie nie wyrządza poważnych szkód dla celów środowiskowych. BGK wypłaca grant OZE inwestorowi po poniesieniu przez inwestora wydatków zgodnie z zakresem rzeczowym podanym we wniosku, o którym mowa w art. 11n ust. 1 ustawy oraz po przedstawieniu przez inwestora oświadczenia o posiadaniu gwarancji udzielonej przez wykonawcę na zrealizowane roboty budowlane i instalacyjne, obejmującej co najmniej pięcioletni, bezawaryjny okres eksploatacji instalacji. Słusznie podkreśla się, że „choć finansowanie na poziomie połowy poniesionych kosztów może wydawać się korzystne, należy wziąć pod uwagę, że środki zostaną wypłacone dopiero po zrealizowaniu inwestycji. W praktyce oznacza to konieczność posiadania całości środków lub źródła finansowania”¹¹.

Ustawa o finansowym wsparciu niektórych przedsięwzięć mieszkaniowych (art. 13c) inaczej reguluje tę kwestię. Zgodnie z tym przepisem, gdy przedsięwzięcie, o którym mowa w art. 5 ust. 1 pkt 1 lub art. 5a ust. 1, spełniające warunek, o którym mowa w art. 5 ust. 1 pkt 1, obejmuje zakup, montaż lub budowę instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 2 pkt 13 lit. a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, z wyłączeniem magazynu biogazu rolniczego, przyłączonej do sieci dystrybucyjnej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji, wraz z finansowym wsparciem udziela się grantu OZE na pokrycie 50% kosztów tej instalacji, jednak nie więcej niż 5% kosztów całego przedsięwzięcia. Wówczas w terminie 30 dni od dnia otrzymania dokumentów, o których mowa w art. 18 ust. 1, 1b i 2 ustawy, BGK przekazuje Polskiemu Funduszowi Rozwoju zlecenie wypłaty środków grantu MZG i grantu OZE beneficjentowi wsparcia. Ustawa nie jest jednak precyzyjna w zakresie, w jakim odnosi się do sytuacji „beneficjentów wsparcia”, gdy podmioty te nie są inwestorami.

Co należy ocenić pozytywnie, prawodawca nie uzależnia uprawnienia do skorzystania z grantu OZE od wielkości mocy, która ma być generowana w ramach odnawialnych źródeł energii. Skoro tutaj nie wprowadzono tego typu ograniczeń, oznacza to, że należy posługiwać się ogólną regulacją związaną z instalacjami odnawialnych źródeł energii określoną w ustawie o odnawialnych źródłach energii oraz ustawie – Prawo energetyczne, do której z resztą jedna z definicji legalnych się odwołuje. Obowiązek jedynie wskazania mocy elektrycznej i cieplnej instalacji odnawialnego źródła energii występuje w przypadku opracowywania wniosku w ustawie o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków.

Analizując procedurę przyznawania grantu OZE w powyższych przypadkach trzeba zwrócić uwagę na przepisy ograniczające związane z wpływem na środowisko. We wszystkich sytuacjach prawodawca zawarł zastrzeżenie, że grant OZE nie przysługuje, gdy przedsięwzięcie wyrządza poważne szkody dla celów środowiskowych (art. 11m ust. 1 pkt 4 ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków oraz art. 13c ust. 2

¹¹ Zob. <https://swiatoze.pl/fotowoltaika-na-budynkach-wielorodzinnych-grant-oze-sfinansuje-50-kosztow/> (12.2022).

o finansowym wsparciu niektórych przedsięwzięć mieszkaniowych). W tym drugim przypadku zastrzeżono, że oceny spełniania warunku BGK dokonuje z uwzględnieniem art. 19 ust. 3 lit. d rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/241 z dnia 12 lutego 2021 r. ustanawiającego Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności. W uzasadnieniu do projektu ustawy czytamy, że „Zaproponowane w przedstawionym projekcie rozwiązania mają na celu podkreślenie, że wsparcie z KPO będzie udzielane na inwestycje spełniające zasadę nieczynienia poważnych szkód celom środowiskowym. Dodatkowo przewidują, że warunki te będą weryfikowane przez BGK, który będzie musiał uwzględnić Wytyczne wydane na podstawie art. 19 ust. 3 lit. d rozporządzenia 2021/241. Wytyczne te opublikowano w formie Zawiadomienia Komisji z dnia 12 lutego 2021 roku. Wytyczne techniczne dotyczące stosowania zasady »nie czyń poważnych szkód« na podstawie rozporządzenia ustanawiającego Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (2021/C 58/01) (Dz. Urz. UE C z 18.02.2021, str. 1)”¹². Sposób skonstruowania odwołania zewnętrznego do treści rozporządzenia unijnego każe raczej przypuszczać, że prawodawca w ten sposób chciał formalnie jedynie uczynić zadość przepisom unijnym. Treść przepisu, na który powołuje się polska ustawa, a więc art. 9 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje¹³, ma charakter bardzo ogólny. Stanowi on, że do celów rozporządzenia określa się następujące cele środowiskowe: łagodzenie zmian klimatu; adaptacja do zmian klimatu; zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich; przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym; zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola; ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów.

IV. Podsumowanie

Nowy instrument wsparcia w postaci grantu OZE będzie z pewnością atrakcyjnym instrumentem dla odbiorcy (beneficjenta), głównie z uwagi na to, że ma charakter finansowy. Jak pokazują inne tego typu programy wsparcia wprowadzone w przeszłości (związane na przykład z rozwojem fotowoltaiki czy biopalmi), kierunek związany z dofinansowaniem takich inicjatyw jest na pewno właściwy. Problemy, związane z brakiem konsekwencji po stronie prawodawcy, a także nieprecyzyjnymi przepisami ustawowymi, wynikać będą jednak z materii legislacyjnej. Takim obszarem z pewnością będzie zdefiniowanie pojęcia „grant OZE”, ponieważ – jak wskazano w tym opracowaniu – prawodawca zastosował różne definicje legalne dla określenia podobnych sytuacji. Przez niektórych problem ten może zostać uznany za marginalny i jedynie leksykalny, jednakże właściwe określenie strony przedmiotowej i podmiotowej ma istotne znaczenie. Problem dotyczy także tego, że w jednym przypadku następuje normatywne wyłączenie części obszaru działania związanego z instalacjami odnawialnych źródeł energii, a w innych – już nie. Dlatego też pojawiają się uzasadnione pytania, czy tego rodzaju działania po stronie prawodawcy mają charakter zamierzony, czy też są przeoczeniem. Z przepisami związanymi z instrumentami wsparcia wiąże się także kwestia dotycząca „momentu” otrzymania środków przez bezpośredniego adresata

¹² Uzasadnienie do projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw wspierających poprawę warunków mieszkaniowych. Pozyskano z: <https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/druk.xsp?nr=2451> (12.2022).

¹³ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje (Dz. Urz. UE L 198 z 22.06.2020, str. 13, z późn. zm.).

(beneficjenta) tego typu działań. Jak wskazano w tym artykule – środki przekazywane są dopiero po realizacji działań związanych z modernizacją czy budową instalacji – co może wiązać się z niemożliwością wykonania prac na etapie wstępnym. W związku z tym instrumenty wsparcia związane z refinansowaniem powinny być równolegle rozważane z instrumentami, które posłużą do rozpoczęcia działań przygotowawczych po stronie adresata końcowego danego programu.

Bibliografia

- Frąckowiak, A. (2016). Komentarz do art. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii. W: J. Baehr, P. Lissoń, J. Pokrzywniak, M. Szambelańczyk (red.), *Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Jędrzejewski, J., Kafar, D., Kleina-Galińska, J. i Kujaszewska, A. (2021). *Termomodernizacja – dokumentacja, dofinansowanie, realizacja*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Karpiński, W. i Szyrski, M. (2020). Komentarz do art. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii. W: M. Czarnecka, T. Oglódek (red.), *Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Muras, Z. (2011). System wsparcia źródeł odnawialnych de lege ferenda – zmieniać, ale jak? *Rynek Energii*, (6).
- Ofiarska, M. (2021). Zmodyfikowane zasady udzielania i rozliczania premii termomodernizacyjnych. *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego*, (11), 16–24.
- Piątek, W. (2016). W: A. Gliniecki (red.), *Prawo budowlane. Komentarz*. Wyd. III. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Przybylska-Cząstkiewicz, M. (2016). Systemy wsparcia odnawialnych źródeł energii po wejściu w życie ustawy o odnawialnych źródłach energii. *Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Przyrodniczo-Humanistycznego w Siedlcach*, (108), 173–186.
- Trupkiewicz, M. (2019). Nowe instrumenty wsparcia wytwarzania energii elektrycznej oparte na stałej cenie zakupu – zagadnienia wybrane. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 5(8), 105–120.

Aleksandra Pęksyk*

Zielone obligacje jako dłużne papiery wartościowe finansujące inwestycje w dobie transformacji energetycznej

Spis treści

- I. Wstęp
- II. Geneza zielonych obligacji
- III. Status prawny zielonych obligacji
- IV. Perspektywa rozwoju rynku zielonych obligacji w Polsce
- V. Podsumowanie

Streszczenie

Celem niniejszego artykułu jest omówienie genezy i statusu prawnego zielonych obligacji, a także wskazanie barier i perspektyw rozwoju tego rodzaju papierów wartościowych w Polsce. Analiza została przeprowadzona w oparciu o polskie i unijne regulacje prawne oraz plany legislacyjne UE w zakresie standardu europejskich zielonych obligacji, a także z uwzględnieniem obowiązujących polityk w zakresie mającej miejsce transformacji energetycznej.

Słowa kluczowe: zielone obligacje; energetyka; transformacja energetyczna; OZE; Unia Europejska; greenwashing.

JEL: K12, K22, K32, K33, K42

I. Wstęp

Ambitne cele klimatyczne Unii Europejskiej, a także pandemia oraz obecna sytuacja geopolityczna, które wpłynęły na konieczność przyspieszenia działań podejmowanych w ramach transformacji energetycznej, przyczyniają się bez wątpienia do rozwoju zielonych finansów, w tym tzw. zielonych obligacji (*green bonds*). Postępujące zmiany klimatyczne i związane z nimi zmiany społeczne oraz uwarunkowania prawne, w tym wymogi dotyczące raportowania ESG (*Environmental, Social and Corporate Governance*), a także unijna reforma systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), stanowią niewątpliwie impuls do inwestowania w projekty proekologiczne, które wpisują się w aktualną politykę klimatyczną. Ponadto instytucje finansowe coraz częściej odmawiają finansowania inwestycji opartych na paliwach kopalnych.

* Radca prawny w Gas-Trading S.A. ORCID: 0000-0002-1765-1163.

Edition of that article was financed under Agreement Nr RCN/SP/0326/2021/1 with funds from the Ministry of Education and Science, allocated to the "Rozwój czasopism naukowych" programme.

Zgodnie z założeniami KE, osiągnięcie celów klimatycznych do 2030 r. określonych przez Europejski Zielony Ład wymaga dodatkowych inwestycji w kwocie 260 mld euro rocznie. Do realizacji niniejszych celów konieczne jest pozyskanie kapitału zarówno z sektora publicznego, jak i od podmiotów prywatnych. Unijna polityka energetyczna uwypukla rolę zielonych finansów, w tym zielonych obligacji. Transformacja energetyczna wymaga od przedsiębiorstw perspektywicznego, długoterminowego planowania z naciskiem na zrównoważony rozwój. Unijne prawodawstwo zmierza do ukształtowania regulacji w taki sposób, aby inwestorzy na podstawie rzetelnych informacji mogli lokować kapitał w projektach, które są zielone¹. KE w komunikacie z 2021 r. w przedmiocie Strategii dotyczącej finansowania transformacji w stronę gospodarki zrównoważonej szacuje, że w obecnym dziesięcioleciu dodatkowe inwestycje na obszarze Europy, konieczne dla osiągnięcia celu redukcji emisji do 2030 r., będą wymagały kapitału na poziomie 350 mld euro rocznie. Ponadto konieczne będą środki w wysokości 130 mld euro na osiągnięcie innych celów środowiskowych².

II. Geneza zielonych obligacji

Obecny rynek zielonych obligacji został ukształtowany w głównej mierze przez praktykę obrotu, a zapoczątkowała go w 2007 r., pierwsza emisja tego typu instrumentu przez Europejski Bank Inwestycyjny (Śleszyńska, 2022). W roku 2008 miała natomiast miejsce pierwsza emisja zielonych obligacji przez Bank Światowy (Dziawgo, 2010).

Niewątpliwie impulsem do rozwoju zielonych obligacji było zawarcie w dniu 12 grudnia 2015 r. tzw. porozumienia paryskiego, którego celem było wzmocnienie wdrażania Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r., m.in. poprzez zapewnienie spójności przepływów finansowych ze ścieżką prowadzącą do niskiego poziomu emisji gazów cieplarnianych i rozwoju odpornego na zmiany klimatu³.

Należy podkreślić, że w grudniu 2016 r. Rzeczpospolita Polska jako pierwszy kraj na świecie wyemitowała zielone obligacje skarbowe. Rząd Polski pozyskał z niniejszej emisji łącznie kwotę 750 mln euro. Emisja zyskała duże zainteresowanie zagranicznych inwestorów, co umożliwiło podniesienie do wyżej wskazanej wartości kwoty wyemitowanych obligacji z pierwotnie planowanej kwoty 500 mln euro. Środki pozyskane w niniejszej emisji zostały wydatkowane na finansowanie lub refinansowanie inwestycji związanych z poprawą stanu środowiska, przejściem kraju na gospodarkę zeroemisyjną, łagodzeniem zmian klimatu i adaptacją do ich skutków (Moody's Green Bond Assessment, 2018). Kolejne emisje zielonych obligacji skarbowych miały miejsce w lutym 2018 r. i marcu 2019 r. (Ministerstwo Finansów, 2022). Udane emisje zielonych obligacji zostały przeprowadzone przez spółki branży energetycznej, które w swoich strategiach uwzględniają podejmowanie działań zgodnych z zasadami zrównoważonego rozwoju, poprzez transformację w kierunku niskoemisyjnym, a w dalszej perspektywie w kierunku przedsiębiorstw neutralnych klimatycznie. Przykładowo spółka Orlen S.A. zadeklarowała, iż będzie regularnym emitentem zielonych obligacji (Orlen S.A., 2022).

¹ Komunikat KE, *Europejski Zielony Ład*, COM(2019) 640 final, Bruksela 11.12.2019.

² Komunikat KE, *Strategia dotycząca finansowania transformacji w stronę gospodarki zrównoważonej*, COM(2021) 390 final, Bruksela 6.7.2021.

³ Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r. (Dz. U. 2017, poz. 36), art. 2 ust. 1 lit. c; dalej: porozumienie paryskie.

Rynek zielonych obligacji rozwija się w skali globalnej, pozwalając na zaangażowanie długoterminowego kapitału prywatnego, w tym kapitału zagranicznego w realizację projektów inwestycyjnych wpisujących się w ramy transformacji energetycznej. Roczna światowa emisja zielonych obligacji w roku 2021 w stosunku do roku 2020 wzrosła o 75%. Liderem w emisji tego typu papierów wartościowych pozostaje Europa, gdzie w pierwszym półroczu 2022 r. dokonano emisji zielonych obligacji o łącznym wolumenie 95,3 mln USD. Wśród liderów emisji zielonych obligacji znajdują się takie kraje, jak Niemcy (emisja zielonych obligacji w pierwszej połowie 2022 r. na poziomie 189,8 mld USD), Francja (emisja zielonych obligacji w pierwszej połowie 2022 r. na poziomie 189,7 mld USD), Holandia (emisja zielonych obligacji w pierwszej połowie 2022 r. na poziomie 97,2 mld USD). Emisja zielonych obligacji w Polsce w pierwszym półroczu 2022 r. opiewała natomiast na wolumen 6,5 mld USD (Climate Bonds Initiative, 2022).

III. Status prawny zielonych obligacji

Institucja zielonych obligacji nie jest obecnie unormowana ani na poziomie krajowym, ani na poziomie unijnym.

Definicja legalna obligacji w polskim ustawodawstwie została wyrażona w treści art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 15 stycznia 2015 r. o obligacjach (Dz. U. 2022, poz. 2244) (dalej: ustawa o obligacjach) i brzmi następująco „obligacja jest papierem wartościowym emitowanym w serii, w którym emitent stwierdza, że jest dłużnikiem właściciela obligacji, i zobowiązuje się wobec niego do spełnienia określonego świadczenia”. Należy nadmienić, że zgodnie z treścią art. 3 ustawy o obligacjach, przepisów niniejszej ustawy nie stosuje się do obligacji emitowanych przez Skarb Państwa i Narodowy Bank Polski. Autorka w artykule skupi się na analizie prawnej w zakresie obligacji emitowanych na podstawie ustawy o obligacjach. Obligacja emitowana na podstawie ustawy o obligacjach jest dłużnym papierem wartościowym, z którego wynika stosunek cywilnoprawny pomiędzy obligatariuszem (podmiotem uprawnionym) a emitentem (dłużnikiem). Świadczenie emitenta może mieć charakter pieniężny (np. obowiązek wykupu obligacji i zapłaty odsetek), niepieniężny (np. uprawnienie do zamiany obligacji na akcje) lub mieszany. Funkcjonalnie emisja obligacji umożliwia przepływ kapitału przeznaczonego na finansowanie działalności, pełniąc dla emitenta funkcję kredytową, a dla obligatariusza – inwestycyjną. Ustawa o obligacjach jest podstawowym źródłem prawa w zakresie obligacji. W aspekcie prywatnoprawnym w wielu kwestiach w zakresie nieuregulowanym zastosowanie do obligacji mają przepisy k.c., ze szczególnym uwzględnieniem przepisów ogólnych dotyczących papierów wartościowych, tj. art. 921¹–921¹⁶ k.c. (Stec, 2016). Institucja obligacji jest przedmiotem regulacji wielu przepisów szczegółowych, w tym w przypadku emisji obligacji na rynku regulowanym – ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. 2022, poz. 1500 z późn. zm.) oraz ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz. U. 2022, poz. 2554 z późn. zm.).

W myśl brzmienia art. 2 ustawy o obligacjach, obligacje mogą emitować osoby prawne, w tym osoby prawne mające siedzibę poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej prowadzące działalność gospodarczą lub utworzone wyłącznie w celu przeprowadzenia emisji obligacji (tzw. spółki celowe), osoby prawne upoważnione do emisji obligacji na podstawie odrębnych

ustaw, spółki komandytowo-akcyjne, spółdzielcze kasy oszczędnościowo-kredytowe oraz Krajowa Spółdzielcza Kasa Oszczędnościowo-Kredytowa, jednostki samorządu terytorialnego, a także związki tych jednostek oraz jednostki władz regionalnych lub lokalnych innego niż Rzeczpospolita Polska państwa członkowskiego Unii Europejskiej, instytucje finansowe, których członkiem jest Rzeczpospolita Polska lub Narodowy Bank Polski, lub przynajmniej jedno z państw należących do Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD), lub bank centralny takiego państwa, lub instytucje, z którymi Rzeczpospolita Polska zawarła umowy regulujące działalność takich instytucji na terenie Rzeczypospolitej Polskiej i zawierające stosowne postanowienia dotyczące emisji obligacji. Przepisy ustaw szczególnych przyznają ponadto zdolność emisyjną Skarbowi Państwa i NBP. W literaturze przedmiotu wskazuje się na rozróżnienie obligacji m.in. z uwagi na rodzaj emitenta, a w konsekwencji możliwość podziału obligacji na obligacje skarbowe, komunalne oraz korporacyjne (Jajuga, 2006). W piśmiennictwie prezentowana jest koncepcja, zgodnie z którą wyróżnia się również obligacje instytucji finansowych (Brzozowska, 2017). Wyżej wskazane podmioty mogą emitować także zielone obligacje, ponieważ regulacje prawne nie zawierają ograniczenia podmiotowego co do zdolności emisyjnej tego typu papierów wartościowych.

W polskim systemie prawnym nie funkcjonuje definicja legalna zielonych obligacji. W piśmiennictwie z zakresu nauk ekonomicznych prezentowane jest stanowisko, że są to obligacje, których cel jest ściśle związany z finansowaniem lub refinansowaniem projektów inwestycyjnych, spełniających kryteria ekologiczności (Brzozowska, 2017; Laskowska, 2019). Jak już wskazano, rynek zielonych obligacji jest rynkiem stosunkowo młodym i został ukształtowany przez praktykę rynkową. Analiza charakteru prawnego przedmiotowej instytucji pozwala na postawienie tezy, że na gruncie krajowego prawodawstwa, zielone obligacje w odniesieniu do obligacji korporacyjnych i komunalnych, należy zakwalifikować jako obligacje emitowane na podstawie ustawy o obligacjach, przy emisji których, na mocy art. 32 ust. 1 niniejszej ustawy, emitent określił cel emisji, który zakłada finansowanie lub refinansowanie zielonego projektu inwestycyjnego. Określenie celu obligacji w przypadku obligacji komunalnych zostało uregulowane przez ustawodawcę jako obligatoryjne. W pozostałych przypadkach określenie celu emisji ma charakter fakultatywny, przy czym podjęcie decyzji o określeniu celu emisji wiąże się z zakazem przeznaczania środków pochodzących z emisji obligacji na inny cel, a także z obowiązkiem wskazania celu emisji w warunkach emisji⁴. Niniejsze prowadzi do wniosku, że na gruncie przepisów krajowych elementem odróżniającym zielone obligacje ukształtowane przez praktykę rynkową od obligacji tradycyjnych jest określenie ww. celu, który zakłada finansowanie lub refinansowanie zielonych projektów. W doktrynie zasadnie wskazuje się, że sformułowanie celu emisji przez emitenta powinno być dokonane w sposób precyzyjny (Stokłosa i Syp, 2020), ponieważ sprzyja to pewności obrotu. W ustawodawstwie krajowym brakuje jednak norm, które wskazywałyby jaki projekt na potrzeby określenia celu emisji zielonych obligacji można uznać za zielony. W ocenie autorki ewentualne wprowadzenie do polskiego systemu prawnego definicji zielonych obligacji należy uznać za niecelowe i zbędne, ponieważ wyżej wskazany przepis art. 32 ust. 1 ustawy o obligacjach, regulujący w sposób ogólny fakultatywną możliwość wskazania celu emisji w przypadku obligacji korporacyjnych oraz obligatoryjne określenie celu emisji w przypadku obligacji komunalnych, wydaje się

⁴ Ustawa z dn. 15.01.2015 r. o obligacjach (Dz. U. 2022, poz. 2244), art. 6 ust. 2 pkt 4 oraz art. 32 ust. 1 i 2; dalej: ustawa o obligacjach.

być wystarczający, tym bardziej że praktyka rynkowa kreuje coraz to nowsze rodzaje obligacji w zależności od omawianej przesłanki, tj. rodzaju celu emisji. W konsekwencji zmiany ustawy o obligacjach poprzez sukcesywne dodawanie kolejnych definicji poszczególnych rodzajów obligacji w rozróżnieniu na kryterium celu emisji doprowadziłyby do znaczącej nadregulacji. Podkreślenia wymaga także okoliczność, że rynek zielonych obligacji jest rynkiem międzynarodowym, wobec tego ryzyko rozbieżności co do kwalifikacji inwestycji jako zielonej może stanowić istotną barierę dla rozwoju rynku, w szczególności z punktu widzenia potencjalnego inwestora zagranicznego. Potrzebna jest zatem harmonizacja przepisów w tym zakresie na poziomie unijnym.

Wobec braku krajowych i unijnych norm dotyczących emisji zielonych obligacji, emitenci decydują się na stosowanie międzynarodowych standardów opracowanych przez niezależne instytucje. Niniejsze standardy nie mają charakteru obligatoryjnego, a co za tym idzie, mogą być stosowane przez emitentów na zasadzie dobrowolności. Do najpowszechniej stosowanych standardów należą: *Green Bond Principles* (dalej: GBP) opracowany przez International Capital Market Association (ICMA) oraz standard *Climate Bond Standard* (dalej: CBS) opracowany przez Climate Bonds Initiative. Definicje zielonych obligacji zaproponowane w niniejszych dokumentach sprowadzają się w zasadzie do określenia, że są to obligacje, z których wpływy wykorzystywane są wyłącznie w całości lub w części do finansowania lub refinansowania inwestycji, które są kwalifikowane jako zielone. Standard GBP wskazuje kilka przykładów projektów, które są najczęściej finansowane przy użyciu zielonych obligacji. Do niniejszej kategorii projektów standard GBP zalicza energię odnawialną, efektywność energetyczną, zapobieganie powstawaniu zanieczyszczeń i ich kontrolę, zrównoważone zarządzanie żywymi zasobami naturalnymi oraz wykorzystanie gruntów, ochronę bioróżnorodności lądowej i wodnej, czysty transport, zrównoważoną gospodarkę wodno-ściekową, adaptację do zmian klimatycznych, produkty polegające na gospodarce obiegu zamkniętego, zielone budownictwo w rozumieniu wymagań regionalnych, krajowych lub uznanych na całym świecie norm lub certyfikatów. Standard GBP zawiera niewiążące zalecenie, aby emisja zielonych obligacji wiązała się z wyznaczeniem przez emitenta instytucji dokonującej oceny zewnętrznej, która potwierdzi zgodność emisji z zasadami GBP. Ocena emisji zielonych obligacji może zostać przeprowadzona za pomocą kilku sposobów. Jednym z nich jest ocena zewnętrzna, której istota sprowadza się do oceny emisji zielonych obligacji przez niezależną od emitenta instytucję (tzw. *second party opinion*), posiadającą wiedzę specjalistyczną z zakresu ochrony środowiska pod kątem zasad dotyczących zielonych obligacji, wynikających z danego standardu. Ocena zewnętrzna może polegać również na weryfikacji zielonych obligacji z uwzględnieniem określonych kryteriów, które odnoszą się zazwyczaj do procesów biznesowych lub środowiskowych. Ocena zewnętrzna może sprowadzać się także do udziału emitenta w procesie certyfikacji zielonych obligacji na podstawie standardów oceny lub oznakowania. Wreszcie, ocena zewnętrzna może polegać na uzyskaniu przez emitenta ratingu dla zielonych obligacji przez takie podmioty, jak ośrodki badawcze czy agencje ratingowe. Jednocześnie wskazuje się, że ocena zewnętrzna może być dokonana przy użyciu kilku z wyżej wymienionych narzędzi (International Capital Market Association, 2022).

Drugi ze standardów zawiera natomiast bardziej szczegółową taksonomię projektów, które mogą być zakwalifikowane jako zielone, tj. spełniające wymogi niezbędne do stworzenia gospodarki niskoemisyjnej zgodnej z celami porozumienia paryskiego. Standard CBS przewiduje możliwość

zarówno przedemisyjnej, jak i poemisyjnej certyfikacji, które związane są opinią niezależnego weryfikatora oraz obowiązkami sprawozdawczymi (Climate Bonds Initiative, 2019).

Z danych przedstawionych przez Climate Bonds Initiative wynika, że w roku 2023, według stanu na dzień 18 lipca 2023 r. wyemitowano zielone obligacje zgodnie z definicją CBI o łącznym wolumenie 289,8 mld USD, z czego jedynie wolumen 13,1 mld USD stanowią zielone obligacje certyfikowane przez CBI. Natomiast dotychczasowa emisja zielonych obligacji niezgodnych z definicją CBI opiewa w roku 2023 na wolumen 64,8 mld USD (Climate Bonds Initiative, 2023).

Należy zauważyć, że brak w omawianych standardach szczegółowych norm technicznych zharmonizowanych co najmniej na poziomie UE, które pozwalałyby jednoznacznie zakwalifikować daną inwestycję jako zielony projekt, mogący być finansowany lub refinansowany z emisji zielonych obligacji oraz brak obligatoryjnej oceny zewnętrznej wydają się być głównymi wadami wskazanych standardów. Powyższe może być także przyczyną niskiego poziomu certyfikacji, która w praktyce może stanowić zachętę dla potencjalnych nabywców zielonych obligacji, ponieważ ogranicza koszty związane z własną analizą zielonych obligacji pod kątem spełnienia kryteriów proekologicznych.

W konsekwencji, rozwiązania przyjęte w omawianych standardach międzynarodowych nie mitygują w sposób wystarczający ryzyka *greenwashingu*, które stanowi marketing pseudoekologiczny uznawany za jedną z barier dla rozwoju rynku zielonych obligacji. W kontekście zachodzących zmian społeczno-gospodarczych, związanych ze wzrostem świadomości na temat kryzysu klimatycznego, zmaterializowanie się niniejszego zjawiska może wpłynąć negatywnie na reputację tak emitenta, jak i inwestora. W piśmiennictwie wskazuje się na sześć głównych przejawów *greenwashingu*, tj. określenie danego produktu jako zielony poprzez: oparcie tego twierdzenia na jednym zielonym czynniku lub nieracjonalnie wąskim zakresie czynników, bez uwzględnienia pozostałych czynników; bez dowodów dotyczących wpływu na środowisko, w tym braku certyfikacji przez niezależny podmiot; powołanie się na oświadczenia zgodne z prawdą, ale nieistotne; użycie niejasnych, szeroko zdefiniowanych pojęć; zastosowanie fałszywych twierdzeń; określenie produktu jako zielony w przypadku, gdy może być on rzeczywiście zielonym, jednak w odniesieniu do całej kategorii tego produktu może mieć on negatywny wpływ na środowisko (Terra Choice, 2007).

W kontekście ryzyka *greenwashingu* w ramach emisji zielonych obligacji należy podkreślić, że na gruncie przepisów krajowych, konsekwencją określenia celu emisji zielonych obligacji jest powstanie po stronie emitenta zakazu przeznaczenia pozyskanych środków finansowych na cel inny niż ten wynikający z warunków emisji. W celu ochrony praw obligatariuszy oraz ochrony zaufania do rynku (Stokłosa i Syp, 2020), naruszenie tegoż zakazu zostało stypizowane jako przestępstwo w art. 93 ustawy o obligacjach, które jest zagrożone karą grzywny do 5 mln zł, karą pozbawienia wolności do lat 2 albo obiema tymi karami łącznie. Wskazuje się jednak, że niniejsza ochrona przewidziana przez ustawodawcę może być niewystarczająca dla wyeliminowania ryzyka *greenwashingu*, ponieważ sam cel może zostać sformułowany przez emitenta z zastosowaniem wcześniej wskazanych negatywnych praktyk marketingowych. Jedną z kluczowych ról w tym zakresie, poza wyżej wskazanymi postulatami, powinna odegrać weryfikacja rzetelności raportowania niefinansowego (Fundacja InStrat, 2020).

Próba wyeliminowania ryzyka *greenwashingu* z rynku zielonych obligacji jest propozycja oparcia kwalifikacji zielonego projektu na unijnej taksonomii zgodnie z wnioskiem KE dotyczącym rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie europejskich zielonych obligacji⁵. Realizując cele wyznaczone w porozumieniu paryskim oraz zgodnie z założeniami wyrażonymi w Europejskim Zielonym Ładzie, KE podjęła inicjatywę prawodawczą w sprawie europejskich zielonych obligacji i w dniu 6 lipca 2021 r. złożono wniosek dot. rozporządzenia, które ma regulować niniejszą instytucję. Dokument ten określa ramy dla stosowania oznakowania „europejska zielona obligacja” lub „EuGB”. Oznakowanie ma być dostępne także dla emitentów spoza UE, o ile emisje obligacji będą odpowiadały standardom przewidzianym w niniejszym wniosku. Na obecnym etapie legislacyjnym zakłada się dobrowolność w dostosowaniu emitentów zielonych obligacji do wymagań przewidzianych rozporządzeniem. Głównym celem wniosku jest m.in. zapewnienie zharmonizowanego standardu dla zielonych obligacji, który będzie gwarantował przejrzystość w zakresie identyfikacji inwestycji finansowanych z środków pochodzących z emisji europejskich zielonych obligacji. Omawiana inicjatywa prawodawcza zasadnie przewiduje m.in.: wprowadzenie obowiązku sporządzania przez emitentów sprawozdań dotyczących wykorzystania środków finansowych pozyskanych z emisji oraz wpływu emisji europejskich zielonych obligacji na środowisko (corocznie oraz po pełnej alokacji przychodów), obligatoryjne badanie emisji przez niezależnych zewnętrznych kontrolerów na etapach zarówno przedemisyjnym, jak i poemisyjnym, określenie systemu rejestracji, wprowadzenie ram nadzoru dla niezależnych kontrolerów zewnętrznych, przyznanie uprawnień nadzorczych właściwym organom krajowym, a także możliwość wprowadzenia przez kraje członkowskie UE kar i innych środków administracyjnych.

Przedmiotowy wniosek KE przewiduje system klasyfikacji zielonych inwestycji na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (Dz. U. L 198 z 22.6.2020, s. 13) (dalej: taksonomia UE)⁶. Przyjęcie takiego rozwiązania znajduje podstawę w art. 4 taksonomii UE, który zobowiązuje państwa członkowskie oraz UE do stosowania art. 3 tego rozporządzenia, m.in. w celu określenia czy dana działalność jest uznawana za zrównoważoną środowiskowo w odniesieniu do obligacji. Taksonomia UE wskazuje na sześć celów środowiskowych, do których zalicza: łagodzenie zmian klimatu, adaptację do zmian klimatu, zrównoważone wykorzystywanie i ochronę zasobów wodnych i morskich, przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym, zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrolę oraz ochronę i odbudowę bioróżnorodności i ekosystemów⁷. Kryteria kwalifikacji działalności jako zrównoważonej środowiskowo określone w art. 4 taksonomii UE muszą być spełnione kumulatywnie. W konsekwencji, zgodnie z omawianą inicjatywą prawodawczą UE, inwestycja, która może być finansowana lub refinansowana z europejskich zielonych obligacji będzie musiała wносить istotny wkład w realizację co najmniej jednego z celów środowiskowych określonych w art. 9 taksonomii UE, nie będzie mogła wyrządzać poważnych szkód dla żadnego z celów środowiskowych określonych w art. 9 taksonomii UE, będzie musiała być prowadzona zgodnie z minimalnymi gwarancjami

⁵ Wniosek KE w sprawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie europejskich zielonych obligacji, COM(2021) 391 final, Bruksela: 6.07.2021.

⁶ Ibidem.

⁷ 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. L 198 z 22.6.2020, s. 13).

określonymi w art. 18 taksonomii UE oraz będzie musiała spełniać techniczne kryteria kwalifikacji określone w aktach delegowanych KE do taksonomii UE (Maruszkin, 2022). W kontekście taksonomii UE, której akty delegowane będą podlegały zmianom z uwagi na postęp technologiczny oraz rezygnację z części nośników energii uznanych jako przejściowe w procesie transformacji energetycznej, w ocenie autorki na aprobatę zasługuje proponowane przez KE rozwiązanie, które przewiduje 5-letni termin na możliwość alokacji przychodów uzyskanych z emisji obligacji, które miały zostać przeznaczone na finansowanie projektu inwestycyjnego, który w świetle zmiany aktu delegowanego do taksonomii UE nie będzie już uznawany za zielony⁸. Niniejsze rozwiązanie będzie wpływać korzystnie na pewność obrotu europejskimi zielonymi obligacjami, pomimo zmian aktów delegowanych do taksonomii UE.

Wniosek KE dotyczący rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie europejskich zielonych obligacji wydaje się być korzystny dla rozwoju rynku zielonych obligacji, z jednej strony bazuje bowiem na sprawdzonych mechanizmach dotychczas stosowanych w praktyce na podstawie międzynarodowych standardów, z drugiej zaś – uzupełnia te mechanizmy o rozwiązania, których w tych standardach brakowało. Rozporządzenie w brzmieniu proponowanym w przedmiotowym wniosku KE powinno w sposób istotny ograniczyć ryzyko *greenwashingu*, gdyż zaproponowane rozwiązania mogą przyczynić się do poprawy transparentności danych, ponieważ emitenci zielonych obligacji zyskają narzędzia do rzetelnego wykazania, że inwestycje finansowane lub refinansowane ze środków pozyskanych z emisji tychże papierów wartościowych są zielone. Inwestorzy będą mogli natomiast, przy podejmowaniu decyzji o zakupie zielonych obligacji, wykorzystać dane, które są jasne i mierzalne, a dodatkowo poddane badaniu przez zewnętrznych kontrolerów już na etapie przed ich emisją.

IV. Perspektywa rozwoju rynku zielonych obligacji w Polsce

Zgodnie z założeniami Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (dalej: PEP2040) inwestycje przeprowadzone w ramach transformacji energetycznej kraju w horyzoncie czasowym obejmującym lata 2021–2040 będą wymagały zapewnienia środków finansowych w kwocie około 1600 mld zł⁹. Wiadomo jednak, że ze względu na zmianę warunków gospodarczych szacowana kwota nakładów ulegnie znacznemu wzrostowi, co spowoduje jeszcze większą lukę inwestycyjną niż pierwotnie zakładano. Wskazuje się, że luka inwestycyjna tylko w zakresie realizowanych w ramach transformacji energetycznej projektów dotyczących wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej oraz ciepła systemowego, z uwzględnieniem działań osłonowych do roku 2030, może osiągnąć poziom około 77 mld EUR (Polski Komitet Energii Elektrycznej, 2022).

Niniejsza luka inwestycyjna może być z powodzeniem uzupełniona przez kapitał prywatny, pozyskany z emisji zielonych obligacji. Nowe zielone technologie, takie jak instalacje do produkcji wodoru, magazyny energii, instalacje do produkcji biogazu, biometanu, a także instalacje OZE wykorzystujące energię słoneczną, energię wiatru, energię geotermalną czy biomasę, mogą być finansowane lub refinansowane w całości lub części za pomocą emisji tego rodzaju papierów

⁸ Wniosek KE w sprawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie europejskich zielonych obligacji, COM(2021) 391 final, Bruksela: 6.7.2021, art. 7 ust. 1.

⁹ *Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.*, Załącznik do obwieszczenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (Dz. U. 2021, poz. 264).

wartościowych. Dodatkowo, w kontekście możliwości finansowania polskiej transformacji energetycznej również ze środków pozyskanych z emisji zielonych obligacji, istotne wydaje się być objęcie taksonomią UE – choć w ograniczonym zakresie – inwestycji z zakresu energetyki jądrowej oraz gazu ziemnego, gdyż PEP2040 zakłada jako cele szczegółowe m.in. wdrożenie energetyki jądrowej, rozwój rynku gazu ziemnego oraz rozwój ciepłownictwa i kogeneracji¹⁰. Zgodnie z rozporządzeniem delegowanym KE do taksonomii UE zostały wprowadzone następujące inwestycje oparte na wyżej wskazanych nośnikach energii: fazy przed wprowadzeniem na rynek zaawansowanych technologii wytwarzania energii w ramach procesów jądrowych przy minimalnej ilości odpadów z cyklu paliwowego; budowa i bezpieczna eksploatacja nowych elektrowni jądrowych do wytwarzania energii elektrycznej lub energii cieplnej, w tym do produkcji wodoru, z wykorzystaniem najlepszych dostępnych technologii; wytwarzanie energii elektrycznej z energii jądrowej w istniejących obiektach; produkcja energii elektrycznej z gazowych paliw kopalnych; wysokosprawna kogeneracja energii cieplnej/chłodniczej i energii elektrycznej z gazowych paliw kopalnych; produkcja energii cieplnej/chłodniczej z gazowych paliw kopalnych w efektywnym systemie ciepłowniczym i chłodniczym¹¹. Przedstawione rozwiązanie ma charakter przejściowy, ale, zdaniem autorki, może przyczynić się do emisji zielonych obligacji, które mogłyby finansować lub współfinansować w Polsce inwestycje polegające chociażby na budowie małych modułowych reaktorów jądrowych (SMR), które mogą być wykorzystywane np. do produkcji wodoru, który jest uznawany jako paliwo przyszłości.

Determinantem rozwoju rynku zielonych obligacji w Polsce jest zwiększenie skali inwestycji opartych na niskoemisyjnych i zeroemisyjnych technologiach, co z kolei wymaga zmiany prawa, które powinno zmierzać w kierunku liberalizacji zasad realizacji tych inwestycji i jednocześnie zapewniać mechanizmy wsparcia. Rynek zielonych obligacji jest rynkiem globalnym. Zagraniczni inwestorzy postrzegają ten sposób zaangażowania kapitału jako bezpieczny, przynoszący wysokie i mniej zmienne zyski (Michalski, 2022). W konsekwencji rozwój rynku zielonych obligacji może przyczynić się do dywersyfikacji bazy inwestorów w naszym kraju.

Niewątpliwie, duża część nakładów finansowych związanych z transformacją energetyczną będzie musiała być poniesiona przez jednostki samorządu terytorialnego, a w szczególności przez gminy, ponieważ w znacznym zakresie obszary działalności, jakich dotyczy transformacja energetyczna, stanowią zadania własne gminy o charakterze obowiązkowym¹². Zielone obligacje komunalne mogą stanowić, obok dotychczas chętniej wykorzystywanego kredytu, źródło finansowania zielonych inwestycji przez gminy. Jako zaletę tej formy finansowania zadań własnych gminy wskazuje się możliwość rozłożenia w czasie zobowiązań związanych z zadłużeniem, a także co do zasady brak konieczności ustanawiania zabezpieczeń. W porównaniu z kredytem, jako zaletę obligacji komunalnych, wskazuje się na wyłączenie przedmiotowe spod zamówień publicznych zamówień na usługi finansowe związane z emisją papierów wartościowych. Należy podkreślić, że z punktu widzenia inwestora zaangażowanie kapitału w obligacje komunalne jest bezpieczniejsze

¹⁰ Ibidem.

¹¹ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r. zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2139 w odniesieniu do działalności gospodarczej w niektórych sektorach energetycznych oraz rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2178 w odniesieniu do publicznego ujawniania szczególnych informacji w odniesieniu do tych rodzajów działalności gospodarczej (Dz.U. L 188 z 15.7.2022, str. 1–45).

¹² Ustawa z dn. 8.03.1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. 2023, poz. 40) w zw. z art. 18 ust. 1 ustawy z dn. 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. 2022, poz. 1385), art. 7 ust. 1 i 2.

niż nabycie obligacji korporacyjnych, te pierwsze oparte są bowiem na mieniu publicznym, a więc wykazują niskie ryzyko kredytowe. Z kolei jako bariery dla rozwoju obligacji komunalnych wskazuje się ograniczenia wynikające z zasad dokonywania wydatków ze środków publicznych, a także stosunkowo niski wskaźnik obrotu wtórnego (Zawadzka, 2015). Ponadto barierą dla rozwoju zielonych obligacji komunalnych – podobnie jak dla obligacji korporacyjnych – mogą być obowiązki emitenta związane z dodatkowym raportowaniem i certyfikacją, która, chociaż nieobowiązkowa, postrzegana jest przez inwestorów jako niezbędną element warunkujący podjęcie ewentualnej decyzji o nabyciu takich papierów wartościowych, który generuje dodatkowe koszty po stronie emitenta. Niniejsze stanowi szczególną barierę dla emisji zielonych obligacji komunalnych z uwagi na zasady dokonywania wydatków ze środków publicznych, a w szczególności zasadę celowości oraz oszczędności¹³. Niewątpliwie, w świetle zachodzących zmian społecznych, wynikających ze wzrostu świadomości pogarszającego się stanu klimatu i wiążącymi się z tym zjawiskiem konsekwencjami, emisja zielonych obligacji przyczynia się do polepszenia wizerunku emitenta. Jednakże, o ile niniejsze może stanowić determinant do emisji zielonych obligacji korporacyjnych, o tyle mniejsze znaczenie może mieć dla potencjalnego emitenta zielonych obligacji komunalnych. W celu ograniczenia dodatkowych kosztów emisji zielonych obligacji komunalnych należy rozważyć, wzorem innych państw UE, możliwość powołania państwowej agencji ds. obligacji komunalnych, której funkcjonowanie pozwoliłoby ograniczyć dodatkowe koszty związane z emisją tego rodzaju papierów wartościowych przez jednostki samorządu terytorialnego poprzez świadczenie przez niniejszą agencję m.in. usług z zakresu emisji, w tym raportowania i analizy ryzyka. Wyżej wskazane stanowisko zostało zaprezentowane w doktrynie, co prawda w odniesieniu do tradycyjnych obligacji komunalnych, ale, zdaniem autorki artykułu, pozostaje aktualne również w odniesieniu do zielonych obligacji komunalnych (Zawadzka, 2015).

Jak już wcześniej wskazano, jednym z kluczowych aspektów, który powinien mieć pozytywny wpływ na rozwój rynku zielonych obligacji w Polsce jest rozszerzenie obowiązków raportowania ESG. W piśmiennictwie wskazuje się, że analiza ryzyka ESG staje się jednym z głównych czynników branych pod uwagę przez inwestorów przed podjęciem decyzji o zaangażowaniu kapitału (Instytut Odpowiedzialnych Finansów, UN Global Compact Network Poland, 2022). Raportowanie ESG to rodzaj sprawozdawczości niefinansowej w zakresie zrównoważonego rozwoju, który dotyczy takich kategorii, jak kwestie środowiskowe, społeczne i związane z ładem korporacyjnym. Aktem prawnym regulującym na poziomie UE raportowanie ESG jest dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2014/95/UE z dnia 22 października 2014 r. zmieniająca dyrektywę 2013/34/UE w odniesieniu do ujawniania informacji niefinansowych i informacji dotyczących różnorodności przez niektóre duże jednostki oraz grupy (Dz. U. L 300 z 15.11.2014, s. 1) (tzw. dyrektywa NFSD). Dyrektywa NFSD została implementowana do ustawodawstwa krajowego poprzez dodanie art. 49b do ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, który nakłada na określone w ustawie podmioty obowiązek zawarcia w sprawozdaniu z działalności – jako wyodrębnionej części – oświadczenia na temat informacji niefinansowych. W obecnym porządku prawnym obowiązek raportowania ESG jest ograniczony podmiotowo i ma zastosowanie do spółek zainteresowania publicznego (np. banki, zakłady ubezpieczeniowe, fundusze inwestycyjne, spółki giełdowe), pod

¹³ Ustawa z dn. 27.08.2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. 2022, poz. 1634 z późn. zm.), art. 44 ust. 3.

warunkiem że w roku obrotowym, za który sporządzają sprawozdanie finansowe, oraz w roku poprzedzającym ten rok zatrudniają ponad 500 osób oraz w ww. okresie sprawozdawczym suma ich aktywów bilansu na koniec roku obrotowego przekraczała 85 mln zł lub ich przychody netto ze sprzedaży towarów i produktów za rok obrotowy przekraczały 170 mln zł. Należy zauważyć, że obowiązek raportowania ESG, wynikający z implementowanej dyrektywy NFSD, nie przewiduje ujednocnionej formy raportowania, zakres ujawnianych danych jest ograniczony i określony w sposób ogólny, a ponadto nie przewiduje się obowiązkowego audytu, który dotyczy raportowania finansowego. Pomimo wyżej skazanych wad, które wpływają negatywnie na transparentność ujawnianych danych niefinansowych oraz mogą sprzyjać powstawaniu zjawiska *greenwashingu*, dotychczasowe rozwiązania prawne w zakresie raportowania ESG przyczyniły się niewątpliwie do rozwoju zielonych projektów. W dniu 14 grudnia 2022 r. przyjęto dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2022/2464 w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) nr 537/2014, dyrektywy 2004/109/WE, dyrektywy 2006/43/WE oraz dyrektywy 2013/34/UE w odniesieniu do sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (Dz. U. L 322 z 16.12.2022, s. 15) (tzw. dyrektywa CSRD), która zastąpi dyrektywę NFSD. Państwa członkowskie UE zostały zobowiązane do implementacji dyrektywy CSRD do dnia 6 lipca 2024 roku. Pierwsze raporty ESG sporządzone zgodnie z wymogami przewidzianymi przywołaną dyrektywą będą dotyczyły roku obrotowego 2024, a więc zostaną sporządzone w 2025 roku. Dyrektywa CSRD przewiduje rozszerzony zakres podmiotów, które będą zobligowane do raportowania ESG, zakres ujawnianych danych niefinansowych został rozszerzony, a ponadto przewiduje się obowiązkowy audyt raportu ESG, wzorem obowiązkowego audytu sprawozdań finansowych, a także wymóg sporządzenia raportu ESG w jednolitym formacie cyfrowym. Raportowanie ESG na zasadach dyrektywy CSRD za rok obrotowy 2024 będzie dotyczyło podmiotów zobowiązanych do raportowania ESG na podstawie dyrektywy NSDR. Sukcesywnie, z każdym rokiem, zakres podmiotowy zastosowania dyrektywy CSRD będzie ulegał rozszerzeniu o kolejne grupy podmiotów, a roku 2029 obejmie wszystkie duże przedsiębiorstwa oraz małe i średnie podmioty giełdowe. Co najważniejsze, dyrektywa CSRD przewiduje, że KE do dnia 30 czerwca 2024 r. w aktach delegowanych uzupełniających niniejszą dyrektywę przyjmie jednolite standardy sprawozdawczości w zakresie zrównoważonego rozwoju¹⁴.

Wydaje się, że przedmiotowe rozszerzenie obowiązku raportowania ESG oraz wprowadzenie jednolitych unijnych standardów sprawozdawczości w zakresie zrównoważonego rozwoju i obowiązkowego audytu raportu ESG przyczynią się do rozwoju branży zielonych obligacji, ponieważ mogą stanowić efektywne narzędzie mitygowania ryzyka *greenwashingu*. Zgodnie bowiem z założeniami dyrektywy CSRD dane ujawnione w raporcie ESG łatwiej będzie można porównać i zweryfikować, gdyż mają być jasne i mierzalne. Ponadto należy zauważyć, że podmiotowe rozszerzenie obowiązku raportowania ESG na podstawie dyrektywy CSRD spowoduje, że większa liczba podmiotów będzie zainteresowana ujawnieniem w raporcie ESG prac nad zielonymi inwestycjami, m.in. w zakresie energetyki, co będzie wymagało zgromadzenia kapitału zewnętrznego. Inwestorzy, posiadający kapitał i jednocześnie zobowiązani do raportowania

¹⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2464 z dnia 16 grudnia 2022 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) nr 537/2014, dyrektywy 2004/109/WE, dyrektywy 2006/43/WE oraz dyrektywy 2013/34/UE w odniesieniu do sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (Dz. U. L 322 z 16.12.2022, s. 15).

ESG, będą zainteresowani jego alokowaniem m.in. poprzez zakup zielonych obligacji, co z kolei pozwoli na spełnienie wskaźników ESG. Dotychczas kwestia odmowy finansowania inwestycji, które nie wpisują się w założenia transformacji energetycznej, dotyczyła głównie banków, jednakże rozszerzenie obowiązku raportowania ESG może spowodować przyjęcie także przez spółki (w tym spółki nie giełdowe) strategii inwestowania kapitału jedynie w zielone projekty. Wydaje się, że zachodzące wobec transformacji energetycznej zmiany społeczne i gospodarcze mogą przyczynić się już teraz do odmowy współpracy z podmiotami, które nie wykazują w swoich sprawozdaniach czynników ESG na odpowiednim poziomie, a także do obniżenia wartości takich przedsiębiorstw.

V. Podsumowanie

Mającą miejsce transformacja energetyczna wymaga pozyskania znacznego kapitału także od podmiotów prywatnych. Widoczny jest trend zwiększającego się zapotrzebowania na zielone aktywa, z jednoczesnym odejściem od wspierania projektów niewpisujących się w ramy polityki klimatycznej UE. Emisja zielonych obligacji może stanowić źródło finansowania długoterminowych inwestycji w energetyce opartych na niskoemisyjnych i zeroemisyjnych technologiach. Dalszy rozwój zielonych obligacji wymaga zharmonizowania kryteriów kwalifikacji zielonych projektów inwestycyjnych co najmniej na poziomie UE. Inicjatywa prawodawcza KE dotycząca rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie europejskich zielonych obligacji wydaje się zawierać rozwiązania, które będą sprzyjały rozwojowi tego rynku.

Bibliografia

- Brzozowska, K. (2017). Idea zrównoważonego rozwoju na rynku obligacji. *Prace naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu*, (478). <https://doi.org/10.15611/pn.2017.478.06>.
- Climate Bonds Initiative. (2019). *Climate Bonds Standard Version 3.0*. Pozyskano z: <https://www.climatebonds.net/files/files/climate-bonds-standard-v3-20191210.pdf>
- Climate Bonds Initiative. (2022). *Interactive Data Platform*. Pozyskano z: <https://www.climatebonds.net/market/data/> (06.12.2022).
- Climate Bonds Initiative. (2023). *Green Bonds Market 2023*. Pozyskano z: <https://www.climatebonds.net> (18.07.2023).
- Dziawgo, L. (2012). *Zielony rynek finansowy. Ekologiczna ewolucja rynku finansowego*. Warszawa: Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne.
- Fundacja InStrat. (2020). *Klimatyczne wyzwania dla nadzoru finansowego w Polsce*. Pozyskano z: <https://instrat.pl/klimatyczne-wyzwania>.
- Instytut Odpowiedzialnych Finansów, UN Global Compact Network Poland. (2022). *Zielone Finanse w Polsce w 2022*. Pozyskano z: <https://ungc.org.pl/raport-zielone-finanse-w-polsce-2022/>.
- International Capital Market Association. (2022). *The Green Bond Principles*. Pozyskano z: <https://www.icmagroup.org/sustainable-finance/the-principles-guidelines-and-handbooks/green-bond-principles-gbp/>
- Jajuga, K. (2006). *Obligacje*. Warszawa: Fundacja Edukacji Rynku Kapitałowego.
- Laskowska, A. (2019). Zielona obligacja skarbową jako perspektywiczny instrument rynku dług. *Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach*, (382).

- Moody's Green Bond Assessment. (2018). *Poland, Government of: Green Bond Assessment – December 2016 issuance*. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/web/finanse/emisje>.
- Maruszkin, R. (red.). (2022). *Taksonomia. Komentarz do rozporządzenia 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Michalski, D. (2022). *Finanse zielonej transformacji*. Warszawa: Difin.
- Ministerstwo Finansów. *Emisje*. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/web/finanse/emisje> (06.12.2022).
- Orlen. (2022). *Zrównoważony rozwój. Zielone Finansowanie*. Pozyskano z: <https://www.orlen.pl/pl/zrownowazony-rozwoj/zielone-finansowanie> (20.12.2022).
- Polski Komitet Energii Elektrycznej. (2022). *Polska ścieżka transformacji energetycznej*. Pozyskano z: <https://pkee.pl/publications/raport-ey-i-pkee-polska-sciezka-transformacji-energetycznej/>.
- Stec, M. (red.). (2016). *System Prawa Handlowego. Tom 4. Prawo instrumentów finansowych*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.
- Stokłosa, A. i Syp, S. (2020). *Ustawa o obligacjach. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Śleszyńska, G. (2022). *Standaryzacja zielonych obligacji jeszcze potrwa*. Pozyskano z: <https://www.obserwatorfinansowy.pl/bez-kategorii/rotator/standaryzacja-zielonych-obligacji-jeszcze-potrwa/> (20.12.2022).
- Terra Choice. (2007). *The Six Sins of Greenwashing. A Study of Environmental Claims in North American Consumer Markets*. Pozyskano z: https://sustainability.usask.ca/documents/Six_Sins_of_Greenwashing_nov2007.pdf
- Zawadzka, P. (2015). *Instrumenty finansowe w gospodarce gminy*. Warszawa: Wolters Kluwer SA.

Dariusz Michalski*
Paweł Hawranek**

Impact of climate risk on long-term core activity management in the power sector

Table of contents

- I. Introduction
- II. Global impact of climate risk on the power sector
- III. Importance of climate risk for operations' management in power companies
- IV. Relevance of physical risk for long-term changes of operational activities of power companies
- V. Importance of adapting the operations of power companies in order to neutralize transition risk
- VI. New conditions of financing long-term adjustments of core activities in power companies
- VII. Recommendations for necessary changes of the core activities of power companies. Research results
- VIII. Final remarks

Summary

The global economy faces the challenges of climate change that generates the climate risk, which essentially affects the operational activity of power companies. The power sector is both, one of the most important greenhouse gases emitters, and an industry especially exposed to widely perceived climate risk. Changes in the natural environment cause negative impacts on the energy infrastructure (physical risk), while regulatory changes and society sentiments (transition risk) reshape the conditions of operational profitability of power companies. These phenomena, currently accelerating changes in the global economy, persuaded the authors to undertake a study on necessary changes in the core activities of power companies, which should secure the resilience of their profits in an uncertain future. The authors performed a comprehensive study of literature concerning climate risk exposure in the power sector by researching operational adjustments made by leading power companies in the green transformation process. To meet the abovementioned objectives of the article, the authors present the results of their research in the part of the article that discusses the recommendations for the necessary changes of the core activities of power companies. They intend to identify universal solutions that can be applied by power companies operating in the globalized economy. This requires a long-term approach to the process of re-designing the operational activities of power companies,

* PhD D.Sc. University of Bielsko-Biala, Faculty of Management and Transport. ORCID: 0000-0002-9047-4255; e-mail: dmichalski@ath.bielsko.pl.

** Hawranek Office of Legal Advisers (hkrp.pl). ORCID: 0000-0001-8933-1516; e-mail: phawranek@hkrp.pl.

Edition of that article was financed under Agreement Nr RCN/SP/0326/2021/1 with funds from the Ministry of Education and Science, allocated to the "Rozwoj czasopism naukowych" programme.

which would secure physical assets responsible for the continuity of their operations, and hedge future profits against transition risk.

Słowa kluczowe: management; power company; strategy; climate risk; climate change; core activity; power market.

JEL: M1, M4, F23, L21

I. Introduction

As a global phenomenon, climate change has a significant impact on the economy. High temperatures, or the change in the structure of precipitation, affect not only agriculture and fisheries, but also other industries, such as energy, tourism, construction and financial institutions. The effects of the manifestation of climate risk are already being identified, although it is the distant future that is usually indicated as the period of the impact of climate change on the economy. The severity of that manifestation causes serious financial losses that amount to billions of USD each year. Hence, there is a growing interest concerning the economic side of climate change, not only from climatologists, but also from companies surprised by unprecedented disasters and regulatory changes.

Increasing climate risk exposure, resulting from advancing climate change, creates also a significant challenge for the future structure of the core activities of power companies. To stop climate change, OECD countries should eliminate greenhouse gas emissions by 2035, the rest of the world should follow by 2040. Climate risk fundamentally affects all aspects of the power sector, starting with power production and consumption, to transmission and distribution. Hence, power companies introducing “climate risk reaction instruments” should change their energy mix, moving away from fossil fuels and towards renewable energy sources (hereinafter: RES), green hydrogen and power storage. They must support energy efficiency of customers and flexible demand-side management. It is also necessary to adapt power grids to the new requirements of bi-directional electricity transmission, serving numerous input sources that produce electricity. The change of the core activities of power companies must meet the goals of green transformation, that is, the process of creating such an economic system that operates in a manner friendly to the natural environment, ensuring its sustainable development, thanks to the development of production methods based on energy efficiency and zero-emission technologies.

The authors describe the challenges facing power companies that are caused by climate risk. Presented are also necessary long-term developments in the core activities of power companies, and in elements of their business models, securing future success in the reality of green transition. The authors, pursuing the aim of the article, seek to present their own conclusions resulting not only from an analysis of relevant literature, but also, primarily, from their own observations. They analyze the experiences of the leaders of green transition within the power sector, which concern the necessary changes of the core activities of power companies, designed to hedge their future economic results against the impact of widely perceived climate risk. In this context, necessary adjustments must take place with respect to the operational activity and investments of power

companies, their cooperation with customers, development of power generation technologies and power grid upgrades. Hence, summarizing considerations of the article and completing its objective, the authors propose recommendations concerning long-term developments of the operational activities of power companies. The authors strive to fill a certain gap in literature in this field, taking a holistic approach to the necessary changes in the management of the core activities of power companies. These changes, caused by all aspects of climate risk, should ensure the future profitability of the operations of power companies under conditions of the progressing climate risk.

II. Global impact of climate risk on the power sector

Meeting global climate goals and achieving climate neutrality requires a fundamental transformation of the global economy and a fundamental change of the way of power production and consumption [more in Reference 34]. Power is essential for the functioning of modern economies, but at the same time, greenhouse gases (hereinafter: GHG) emissions resulting from energy production are by far the largest contributor to global warming [Reference 15]. The target of green transition is the de-coupling of global economic growth from GHG emissions. Green transition means a change not only for the real economy, but also for the power sector, exposing power companies to certain risks as well as opportunities, as they are forced to adapt to the new reality. Green transition impacts the power market, which is shifting away from fossil-fuel dominated system and towards renewable energy sources (RES) and carbon-free solutions. These changes pose a huge challenge for power companies, as well as for society, creating an opportunity for new entrants to enter the power sector that become a catalyst in this context. Green transition requires high levels of de-carbonization and electrification of the economy, backed by green fuels, in areas that are difficult to electrify. It creates a high degree of operational complexity, which must be solved by adjustments of the core activities of power companies preparing them for the new challenges generated by technological change, climate-focusing revolution, climate risk, new market participants and societal expectations.

Climate risk in the power sector shall be defined as the impact as well as economic and financial consequences of risk that may arise from climate change or from the efforts to mitigate climate change [Reference 4]. The response to climate risk is the de-carbonization of the value chain and “greening” the core activities of power companies. Green transition increases risk in areas of regulatory and market pressure, forcing changes in market strategy or operational techniques. It generates also opportunities for well-prepared organizations that can emerge in the area of changing power production methods (mainly clean technologies, aiming to reduce GHG emissions), a digital revolution on the power market, digitalization of operations, or new elements of the financial market. There is a crucial need to strike a proper balance of the short-term risk of inappropriate activities influencing economies, with the long-term risk of insufficient or overdue actions, preventing the catastrophic economic and social impacts of climate change. Taking this approach into account is essential to the success of both, particular industries and power companies. That is why progressing climate change, and intensive human activity directed at mitigating its effects, has made environmental protection and the need to transform the economy

a priority¹. The de-carbonization of the economy is at the starting point [Reference 35], but one can observe even today the basic shift in the power production mix towards RES, securing the increase of green power utilization by industry and by society.

Power is an essential reaction to climate risk. The use of green power produced by RES supports the creation of a de-carbonized, sustainable energy framework – growing contribution of clean energy sources alongside improvements of energy efficiency [Reference 18]. Electricity demand is expected to triple by 2050, due to the electrification of the economy and the increased use of hydrogen produced from green energy (green hydrogen). The development of new, climate neutral power production techniques is essential to ensure the necessary reduction of investments in fossil fuel-based assets in the power sector. The development of new climate neutral technologies is necessary in this context, as well as ensuring competition in supply chains, support for R&D, and instruments financing required investments. RES shall be developed by increasing the capacity of wind and solar farms – it should hold an approximately 90% share in the production of electricity by 2050.

These trends will generate a significant reduction of the use of fossil fuels in the power sector in particular, and in other industries in general. Power companies face a transformation of their business environment, a significant change in competition, and new expectations and needs of customers aiming to de-carbonize their activities. Competition is increased by technological revolution. It is necessary to point out the constant change in the profitability of various power sources, and the uncertainty as to their future profitability (especially return on capital). The need to reduce the usage of fossil fuels will create the risk of demand reduction for fossil fuels-based power, and the deterioration of the competitiveness of the traditional (pre-existing) power industry. However, power companies strive to reduce the emission of GHG per MWh produced, a fact that gives, globally a competitive advantage to RES. Furthermore, RES is usually characterized by a zero marginal production cost – on the wholesale market, RES are immediately more competitive than fossil fuel-based power plants. As a result, many power plants were decommissioned globally in recent years. On the other hand, this situation creates an opportunity for the managers of energy storage systems (batteries, pumped storage power plants, etc.), as the high volatility of prices makes it possible to maximise options provided by such installation. Hence, the pre-existing power industry invests both in RES and systems of a flexible energy supply management. Thus, a paradox arises whereby green transition can be accelerated by traditional power companies as they become “greener” in order to defend their pre-existing market shares and future profitability.

The entire system of power production and consumption will have to be transformed in the decades ahead – from fossil fuels to RES – in order to ensure a sustainable future. Hence, power companies have to re-design their core activities in order to secure their future profitability. These changes must involve, at least:

- the available portfolio of products and services that support customers’ needs towards minimizing their carbon footprint and green electrification of production processes, heating and transportation;
- a radical change of production technologies towards a carbon-neutral production portfolio;

¹ Climate change shall be perceived as a change in climate over time due to human activity and natural variability. It impacts natural and human systems [More in Reference 4].

- the surplus of renewable production, which needs to be also used by heating systems and green hydrogen production;
- wind, solar, bio-mass and waste surpassing fossil fuels as energy sources [Reference 21];
- rethinking the role of old carbon-neutral technologies in the portfolio of power companies, that is, nuclear, geo-thermal, hydro power; storage of green power and electricity production, based on green hydrogen, operating as peak power producers replacing gas power plants;
- innovation in power trading on customers' behalf backed by the usage of power storage, connecting the RES production with power storage systems, and the formation of virtual power plants (trading, ancillary services);
- making the power grid ready to accommodate intermittent sources of power from wind, solar, and offshore farms;
- replacing gas power plants by power storage systems as well as demand side management solutions;
- power generation having to be increasingly spread among many suppliers, from large, centralized power plants to individual "prosumers" (consumers that are also producers) making it necessary for the power grid to be ready for bi-directional power transmission – based on the optimization of power supply supported by the digitalization of operations;
- radical digitalization of operations in areas where it creates added value;
- power companies, used to operate in markets characterized by predictable and inflexible demand, needing to adapt to changing demand patterns with respect to the use of RES, electric vehicles, power storage systems and, for example, heat pumps;
- new elements of power systems offering some flexibility in demand-side management – for example, electric vehicle can be treated as elements of power storage systems (vehicle-to-grid).

Power companies face a radical change of profit drivers. RES technology maturation and market innovations require changes both in business strategies and in business models of power companies. The choice of the proper production technology of green power becomes an important issue here. Various renewables production technologies enter the market, and there is an observed continuous change of their competitiveness alongside a continuous worsening of the market position of fossil fuels-based assets, which can, in the future, go completely out of business. The development of RES must be linked to the development and upgrade of the power grid, which should secure the optimization of power grid operations and the creation of smart, bi-directional power transmission. There are several prerequisites for the change of the core activities of power companies, meant to ensure their future profitability. They include the necessity of adjustment to the demands of green transition, right infrastructure investments, changes in business models, as well as securing a decrease in costs. As a reaction to climate risk, it is necessary to set operational activity changes within a framework of strategic answers to the appearance of new, complex business environments of the power system. The development of new business models is a reaction to this situation and the acceleration of demand for fossil-free power.

III. Importance of climate risk for operations' management in power companies

Power companies operate in a global economy that exposes them to a continuously changing business environment of green transition, which not only concerns the company, but also affects the activities of other entities. Hence, each company is exposed to climate change and to the measures taken as part of wider climate policies, which cumulatively aim to reach global climate neutrality. The impact of climate risk in an increasingly global economy becomes critical to the structure of the core activities of power companies, which face progressing complexity and instability of markets. The fundamental management challenge here is to adapt to the new conditions of operational activities that are shaped by an increasing effort to achieve carbon neutrality. This will require power companies to adjust to the new circumstances present in the business environment, in order to flexibly react in new situations characterized by increasing discontinuity and absolute uncertainty [more in Reference 17].

The concept of “management” should be defined as the activities of company managers that aim to take informed decisions to execute business plans that use company resources in order to achieve the organization’s goals [Reference 24]. Hence, the importance of a proper change in operations’ management in power companies, that face climate risk, is imperative for securing an undisturbed, continuous increase of future company profits. These developments should enable a conscious and effective steering of the impact of climate risk on the functioning of power companies. Disregarding climate risk may lead to faulty business decision-making when it comes to contracts, loss of market opportunities, and the failure to hedge against significant deviations of the power companies’ operational activities. The main task of company management is thus to strive to take properly reasoned decisions when the company is at risk in the highly volatile business environment of green transition. Managers cannot accurately predict the future shaped by climate risk, which should be dealt with mostly by changing the operational activity of power companies. It requires the development of new competences supporting the implementation of new elements to operational management.

The concept of “risk” shall be perceived as a potential deviation from the expected values, and is associated with the possibility of not achieving the intended results or a deviation from their predicted value [Reference 12]. Hence, it creates both negative consequences and opportunities for extra profits [Reference 12]. The same applies to “climate risk” that can generate opportunities for the creation of new profit streams, but also high costs of climate risk actually materializing. Climate risk consists of two elements [Reference 14]:

- 1) *Transition risk* that influences power companies due to changes in the business and regulatory environments towards a climate neutral economy. Transition risk influences the situation on the power market, making some of pre-existing business models unprofitable. However, it also creates opportunities for efficient risk management that supports the formation of new possibilities for generating profits;

2) *Physical risk* that results from the undesirable influence of unpredictable weather conditions on fixed assets and on the operations of power companies. Physical risk covers following factors [References 1, 4]:

- extreme weather phenomena – heatwaves, landslides, floods, wildfires, storms,
- long-term gradual shifts of the climate – changes in precipitation, unfavourable weather variability, rising average temperatures,
- indirect effects of climate change.

This creates the necessity to hedge profits of power companies against physical factors such as wind, temperature, flood or drought [Reference 16]. Physical risk also causes price movements in the commodity and financial markets.

Climate risk is increasingly important in the world of global unpredictability and volatility caused by climate change and green transition. The manifestation of climate risk, often triggered by global processes or local weather events, may result in many power companies going out of business. However, the occurrence of risk may become an opportunity for power companies that are properly prepared to develop and expand their business. The proper execution of a change of the core activities of power companies should facilitate the use of the opportunities of climate change to their benefit. Such change, can provide a sustainable improvement of economic results under conditions where climate risk actually materializes, and where the global green revolution is characterized by high economic risk. Well prepared power companies will be able to take advantage of these opportunities. Climate risk varies in terms of geographic factors, sectors of the economy, and regulatory and legal conditions. Power companies are exposed to climate risk resulting from: increasing severity and frequency of physical risk factors, changes in government policies [Reference 7], technological developments, and changes in the sentiment of societies seeking to reduce GHG emission. Physical risk factors are not linear and increase uncertainty as to the location, frequency and severity of weather conditions.

Transition risk creates uncertainty concerning future developments of climate policies, power sector regulation, technology innovations, and changes in customer sentiment towards de-carbonization [Reference 7]. Green transition exposes power companies to potential disruptions, which can be very abrupt, especially if they are not prepared for them in advance. One of the most important factors of transition risk is technological change related to energy-saving, carbon neutral power production and to climate neutral economy. It requires a withdrawal of business models based on technologies using fossil fuel-based energy sources, which might very well become more expensive in the future as a result of climate protection measures. Climate-friendly technological development complies with the sentiment of the society to move towards climate-friendly production and consumption models. This creates a need for power companies to adapt to new conditions, in order to minimize the negative impact of climate risk and to remain competitive. Power companies are exposed to increasing legal and regulatory changes. Green transition generates transition risk, and should be analyzed from the perspective of the discontinuation of expected development trends, and deviations from planned scenarios [more in Reference 3]. Hence, the management of power companies, when taking any decision concerning changes in their operational activities, should always be aware of the possibility of the occurrence of unexpected results, because transition risk creates uncertainty of the conditions in which power companies will operate. Transition risk

should be treated as a very broad concept, without excluding any risk factors, even those that are considered to affect the economic results of power companies indirectly.

The concept of *physical risk* should define the consequences of incidents in the natural world that may lead to unexpected fluctuations in the results of the functioning of power companies. It can even cause disturbances with respect to the continuity of their operational activities [Reference 3] – having a negative impact on power production [Reference 6], the power grid, and causing undesirable price movements. Hence, physical risk shall be perceived very broadly, without excluding any risk factors, even considered to be indirectly influencing power companies. Therefore, physical climate risk should be defined as the consequences of events that may lead to unexpected disturbances in the execution of the plans of power companies, resulting both from the impact of the extreme dynamics of natural factors, and from changes in the global economy related to green transition.

Potential manifestation of climate risk requires proper management with a long-term transformation of the core activities of power companies. Not only must physical risk be considered, which has mainly negative consequences for the operations of power companies, but also transition risk. Unlike the former, the latter may give rise to opportunities as well, which include so-called *clean technologies*, in particular GHG emission reduction technologies. Relevant for the reshaping of core activities are also the development of renewable energy sources, a digital revolution on the energy market or the introduction of new financial market solutions. The manifestation of transition risk has “outdated” some of the older business models. The pre-existing power industry, which is based on burning fossil fuels, will lose its competitive advantage and will cease to be the guarantee of the stability of the power system. At the same time, the development of competitive power storage on a large scale, and in quantities significant for the wholesale power market, will allow RES to become the basic means to achieve the security of supply. The cost of power becomes now one of the most important success factors of economies in the time of continuous automation and robotization.

IV. Relevance of physical risk for long-term changes of operational activities of power companies

The response to climate risk of the power industry is based on linking: a radical re-design of core activities, with the creation of new financial instruments, changes of market conditions, investments in fixed assets and the development of new green products and services, which meet new needs and expectations of industrial customers and societies. Necessary adjustments must take place in the area of funding operational activities and investments, cooperation with customers, production technologies and power grid upgrades.

Power companies unable to flexibly adjust their operational activities will not survive. In order to survive in the volatile environment of climate risk, it is crucial to be able to adapt to the radically changing business environment and market conditions. This is, however, always connected to the spending of funds. Power companies should ensure constant inflow of funds exceeding the costs of the manifestation of climate risk, and divest current strategic resources that don't guarantee future profitability. They must also adapt to the new needs of customers following green transition

developments, and increase their business complexity in order to secure future profitability. Management facing climate risk should be future-oriented, focusing the attention of top level managers on the main areas and main factors relevant to profit generation, and on the criteria for the assessment of their company's success. Climate risk changes the conditions for success of power companies making it risky to continue to pursue pre-existing business models. Hence, climate risk arising in the globalized green business environment cannot be ignored during the development of strategic changes of core activities of power companies, which have to be aligned to long-term trends of the world economy developing towards climate neutrality. Global climate risk disrupts many current strategies. A correct climate risk analysis becomes crucial for the success of business strategies, because it is the basis for creating variants of the decision to change operational activities to secure the highest possible rate of return on investments in the context of specific risk. It requires a radical change of the operational activities of power companies, in order to implement effective tools facilitating future goals, in a business environment characterized by the randomness and discontinuity of market trends. Climate risk becomes a systematic risk for the global economy, because climate change increases macro-economic and investment risks. Climate risk management becomes therefore an important success factor in the power sector [Reference 13].

The severity of climate risk increases due to the growing frequency of extreme temperatures, fires, storms or floods². Researches indicate that more than 65% of extreme weather events since 2011 were the result of human activity [Reference 32]. Although one can observe a fundamental increase in severe, although not catastrophic, weather events, which are becoming the norm – the sum of small weather events creates high costs of the manifestation of risk [Reference 6, 13]. The most important physical risk factors for power companies are wind, fire and water. Physical risk, as the effect of extreme weather dynamics, may also lead to a reduction of the overall value of power companies, following the destruction of technical infrastructure and damage to real estate in exposed areas. Heatwaves increase the demand for electricity in the summer and, at the same time, they reduce the cooling capacity of power plants and water supplies in hydropower plants. There is also the danger of a reduction of the efficiency of solar power plants, which influences the power market [More in Reference 9, 27] because of changes in the demand-supply balance. Heatwaves can also be the cause of low water levels in rivers used to fuel transportation while higher temperatures reduce the efficiency of power production, due to lower availability of water.

The available production capacity of power plants is reduced and power grids are overloaded, which in turn leads to breakdowns, fires and interruptions in electricity supplies, which additionally leads to losses in the rest of the economy. Fires have not only reduced bio-diversity in many areas, but also bankrupted power companies that had to settle claims following fires related to their operations, which burdened public finances with the costs of extinguishing them.

Wind is another physical risk factor. Hurricanes can significantly reduce the production in traditional- as well as wind-power plants. Extreme storms can reduce the supplies and quality of fuel, or damage power infrastructure (power plants, power grid) [Reference 5]. Floods can damage the transmission and distribution networks as well as power plants. Hence, power companies

² The Florida governor announced in 2019 that the state would have to spend \$ 2.5 billion over a 4-year period to be protected from climate risk, including rising water levels. [More in References 19, 3, 8].

started to reinforce their infrastructure, treating this type of investment as one of the instruments of climate risk management, constituting the process of selecting and applying methods of mitigating the level of their risk exposure [Reference 35]. The instruments of climate risk management should ensure continuity and flexibility of the power companies' operations in the event of unexpected market events and extreme weather phenomena. Power companies should analyze the costs and impact of different measures on climate risk, and choose the most effective investments based on the relation between investment costs and the reduction of risk specific to existing characteristics of their assets [References 28, 30].

Examples of measures aimed to reduce physical risk include: reinforcement of overhead transmission and distribution lines; installation of flood-proof equipment in power plants and transformer stations; using temperature forecasting systems in rivers; creating cooling systems ensuring the continuity of production in power plants; re-designing wind turbines to handle higher wind speeds and passive airflow beneath mounting structures to reduce solar power temperatures; as well as a generally more robust design of power systems. There can be a necessity to consider a relocation of assets if net climate risk exposure (after risk reaction) is unacceptable. The costs of such activities can range from USD 100 million (strengthening overhead transmission lines) to even USD 1 billion (protecting power plants against flooding). The necessity to finance the investment activities of the power sector means that the risk affecting the functioning of individual power companies becomes also an element of risk of investments and credit portfolios of financial institutions.

V. Importance of adapting the operations of power companies in order to neutralize transition risk

Climate risk impacts the power sector, especially the transition to a climate neutral economy, which influences negatively the value of power companies' assets, and radical weather phenomena [Reference 26]. Climate risk influences the economic conditions of power companies also through green finance – for example, insurance and re-insurance of companies, banks, pension funds. The severity of extreme conditions, resulting from advancing climate change, has a specific financial dimension for the power sector. In order to limit climate change, OECD countries should eliminate GHG emissions by 2035, and the rest of the world by 2040. The analysis of current RES growth rates also indicates that fossil fuels should be squeezed out of the power system by 2030. Hence, power companies face the challenge of adjusting their core activities to new market conditions that reduce the profitability of the traditional power sector. The maturation of RES technologies, and the related reduction of investment costs, affects the situation on the power market, changing the competitiveness of particular production technologies. Existing patterns of executing the operational activities of power companies become useless. For example, a wind farm, when investment costs are reduced, becomes more competitive than traditional fossil fuels-based power production, and can also obtain additional “green” support. The market price of electricity is the same, and the variable cost of production in a wind farm is assumed to be zero³. That is why climate change creates strategic risk for power companies, which must define the future structure

³ The largest greenhouse gas emitters in Europe are the following power companies: RWE, EPH, Uniper, Steag, CEZ, Bulgarian Energy Holding, Endesa, ZE PAK, PGE, Enea.

of their production assets, and allocate funds for investments in generation assets as well as the power grid. In this way, the climate risk issue finds a new perspective reflected in the decisions of power companies concerning the shape of their core activities. They must consider the profitability of various options for RESs' development, and low-emission power generation, in a constantly changing environment (the so-called 3P approach – Planet, Profit, People) and the impact it has on the efficiency of the operations of power companies. Therefore, the issue arises of determining the optimal model of the core activities of power companies by 2050. Such time perspective creates the risk of faulty investment decisions. Assets in the power sector are characterized by a very long period of operation (up to 30 years) while changes in available technologies are already under way and the maturity of RES, facilitated by investments in RES, has contributed to the reduction of their costs. This creates a need to design an effective strategy ensuring the maintenance of the profitability of operational activities of power companies in the new conditions of the power sector.

The power sector is notably exposed to the impact of climate change policies that affects the long-term operational activity of power companies, identifying the high risk of stranded assets in their balance sheets. The term “stranded assets” describes assets that face a high risk of having to be discarded earlier than planned. Stranded assets can lead to a reduction of the overall value of power companies, as a result of having to write off the value of assets related to the use of fossil fuels. Another result of such a situation may be identified as a sudden deterioration of financial ratings and an increased cost of debt. Therefore, it can be argued that there is currently a major risk to the business scenarios facing the power sector. It can already be stated that the current trends are not adequate for the period covered by this risk. This means a fundamental change must take place in the conditions for the functioning of power companies that must determine the path to achieve climate neutrality. Each of their investment decisions covers a period of at least a dozen (to several dozen) years of capital involvement. This makes them exposed to high strategic risk, which results from climate risk and revolutionary technological changes, increasing the importance for the power market of RES and power storage. As a result, finance institutions take a negative outlook on funding fossil-based investments and operations. Delaying the adaptation process to the new operating conditions of the power industry generates additional costs, and will be accelerated by technological innovations, reducing the costs of implementing zero-emission technologies.

Climate risk influences also customer expectations towards power companies with respect to: de-carbonization of the economy, reduced usage of products with high carbon footprints, electrification of transportation [Reference 11], and electrification of heating. The power sector must thus have the potential to use renewable energy to power transport, industry and heating, as well as hydrogen production. This means defining new ways of meeting customer needs as a response to climate risk. It increases strategic risk, the manifestation of which is particularly severe for power companies. The changes affecting their operating activities arise outside the power sector and destroy the previous status quo. Younger managers, computer scientists and entrepreneurs strive to transition the power industry into climate-friendly power supplies. Rigid and immobile, old-fashioned, concern-based power companies should shift towards a start-up culture. This approach becomes standard for all power market participants. Market dynamics shall be identified as an opportunity for profitability increases, and reflected in the change of the core

activities of power companies. Ignoring climate risk can lead to losses resulting from incorrect long-term business planning. While green transition accelerates, responding and adjusting to fundamental changes in the business environment becomes increasingly important. The exit of companies from coal-based power production makes them more resistant to transition risk. Power companies must consider the development of smart solutions, as an instrument of reacting to such risk, which also support better customer connectivity.

The long-term changes of core activities of power companies shall cover: initiatives developing prosumers, green electric mobility, using electricity to meet energy demands, green heating using RES, and an electrification of industrial processes.

The next important area is the development of products of demand-side management and demand flexibility, offered to households as well as industry. These developments are the basis for new directions of capital investments. Climate risk management, and the use of new opportunities, becomes an instrument protecting the future success of existing power companies. This situation has direct impact on their strategic decisions concerning asset development (making assets greener), and reflected in their operations. Power companies responded to this challenge, deciding to cut GHG emissions or even to develop carbon-neutral production, supported by investments in power storage, pumped-storage plants, new types of nuclear power plants, and green hydrogen. Some power companies decided even to turn carbon-neutral already by 2025, requiring the same from their suppliers, demanding a carbon footprint minimalization schedule.

VI. New conditions of financing long-term adjustments of core activities in power companies

Responding to climate risk means a change not only for the real economy, but also for widely perceived finance, exposing them both to risks and opportunities. New approach to financing power companies requires a long-term analysis of investments with an environmental impact, and compliance with all criteria of climate-neutral developments. It demands a fundamentally new approach to funding, and expertise going beyond current planning practice, because having the ability to adapt to the challenges of green transition demands investments and capital. A broad variety of green finance products and services has already been developed, which can be divided into investment, banking and insurance products, which can be used by power companies. The important issue here is meeting the conditions set by climate-neutrality targets – this means mostly the execution of initiatives and projects connected with sustainable development, carbon-free products and climate-neutral policies. The new approach to financing power companies, set by financial markets, focuses mostly on green sustainable investments, green technologies and carbon-free operations. It requires the creation of funding solutions for necessary investments in a green portfolio, modernization of power grids, digitalization of operations, and development of smart customer technologies. The necessity to adapt to new market situations requires also the consideration of entering into partnerships with investors (joint ventures, partnerships, green bonds) that can support the development of a new model of investment implementation. Such cooperation networks can be created also with industrial customers (e.g. on site solutions) and suppliers of heat-pumps, photovoltaics, as well as municipalities. Industrial customers can be part

of contracts hedging the market risk of RES investments by using Power Purchase Agreements (PPAs). EU funds are available dedicated to the support of green transition, which can be used to develop a green portfolio of production assets, and products supporting sustainable development. Capital can be raised from divestments of unprofitable assets (fossil-based mainly) as well.

A sustainable financial system designed this way creates and values financial assets, it enables transactions conducted in a way that builds genuine prosperity, in order to meet the long-term needs that favour sustainable development. Promoting the financing of green transition on a large and economically viable scale, should guarantee that green investments are prioritised over investments that promote non-sustainable growth patterns. For that reason, green finance encourages a long-term analysis of investments with an environmental impact, and includes the assessment of all criteria of sustainable development such as a broad variety of products and financial services that can be divided into investment, banking and insurance products. Hence, green finance includes all the financial instruments that are used for the execution of initiatives and projects connected with sustainable development – all economic products and policies within the framework of green transition. Green finance ensures funding for all sectors and asset classes, which take into account environmental, social and investment decision-making criteria, considering their climate risk, that are executed to promote sustainable development. For instance, banks see climate risk as a factor impacting new loans – they may adjust granting loans, taking into account the environmental impact of the project in their risk assessments and cost of capital.

It is essential to establish the criteria for defining assets as “ecological”, or classifying financing as “green” or “sustainable”, since an increasing number of financial institutions strive to support initiatives that are completely free of fossil fuels. Such a set of minimum standards for green finance is essential to ensure the transparency of capital flow towards green and sustainable investments, as well as for the analysis of the ever-changing financial market and climate risk⁴. Climate-friendly investments are prioritized over unsuitable capital spending. Power companies must begin to operate in the green financial markets, in order to raise capital for necessary investments, adjusting their operational activities to green transition worldwide. Green finance promotes long-term investments supporting climate protection targets and responding to climate risk.

VII. Recommendations for necessary changes of the core activities of power companies. Research results

Power companies must re-design their core activities in order to hedge future profits against the severity of climate risk that radically changes profit drivers. A fundamental change of core activities is required in order to create new perspectives for operating in transforming environments, and to survive in new market conditions. This applies to power companies as well that have to meet the expectations of customers and policy makers. Power companies need to develop expertise in reacting to climate risk, in order to identify necessary infrastructure and system upgrades, operational changes and adaptation options. The need to re-design business models in the power sector, shifting them towards green developments, also results from the attitude of financial institutions

⁴ An example of such a solution could be the EU taxonomy for sustainable solutions proposal published by the European Commission in November 2020, which sets out conditions that an economic activity has to meet in order to qualify as environmentally sustainable, to make it easier for investors to assess their investment as regards their impact on the climate.

and investors. They have already identified long-term benefits of investing in accordance with Environmental, Social and Governance (ESG) principles, and require for entities requesting capital to act in a way that respects the environment and climate. Activities that reduce climate risk, change globally the power production structure that becomes greener – RES-based. The future shape of the power sector differs fundamentally from the pre-existing fossil-fuels based industry.

There are various perspectives that need to be considered when designing responses to climate risk – deep and urgent decarbonization of power production, based on the increasing competitiveness of RES, as opposed to fossil-based power plants, is the most visible now. RES have globally become the “target” power sources, but it also creates challenges concerning how to fund necessary investments in the environment (that is, for green finance). It is also essential to ensure the security and flexibility of power supply via, among others, large scale power storage, decentralized power supply, peer-to-peer power trading, and highly flexible power plants. As RES technology matures alongside market innovations, it shifts the operational activity of power companies towards carbon neutrality. Pre-existing business based on fossil fuels starts to disappear and new technology determines the decisions concerning the core activities of power companies.

The challenge here lies in the determination of an optimal technological mix of core activities, with regard not only to power production, but also to power grids, customer connectivity or the digitalization of operational activities. The technological context of defining future core activities influences the long-term sustainability of economic profits in a business environment moving towards hedging against climate risk. Technological developments eliminate pre-existing competitive advantages, making it necessary to implement new, innovative technical and trading solutions. Technology can give an advantage, but when a new solution appears and technological novelties quickly become the standard, power companies must develop too. Changes in the conditions of the power market encourage new no-asset entrants, from outside the power industry, to generate profits based solely on trading. The development of RES and power storage technologies, opened the power market to new companies, supplying photovoltaic installations and power storage batteries. These have created virtual power plants, taking advantages of power sales from thousands spread out installations, during periods of prices increase in intraday (buying and selling power at a power exchange on the same day as its delivery) and balancing markets. RES gathered in such virtual power plants replaces production once limited to traditional power plants. The abovementioned trends force power companies to decommission coal power plants. Incidentally, disinvestment of assets that don't secure future profitability helps collect funds necessary for the transition of the core activities of power companies⁵.

Climate risk forces customers to minimize their carbon footprint and de-carbonize industrial processes in order to fight climate change. It creates a significant challenge for power companies to respond to such needs, which make financial institutions commit to fund only green investments reflecting the process of significant capital reallocation – away from assets characterized by GHG emissions and towards carbon-neutral projects. It is the confirmation of the global trend of integrating finance and environmental protection, as the after-effect of the Paris Agreement and the definition of global climate targets. This issue was confirmed during the COP-26 in Glasgow.

⁵ Ownership of coal power plant requires large capital expenditure, what is unjustified in the conditions of worsening competitiveness of coal-fired power plants.

Power companies shall respond to the needs of societies and the industry by changing their operational activities towards climate neutrality, which will be an important determinant of future competitiveness. The creation of a low-emission economy becomes a key element of staying competitive when customers leave oil and fossil fuels. Power companies cooperating with other business should create partnerships with their customers, for the de-carbonization of their operational activities, by switching to renewables, bio-fuels and the use of green hydrogen, power storage, demand flexibility and energy efficiency. This will speed up the transition into climate friendly manufacturing technologies. In fact, both industry and society perceive the acceleration of green transition and minimising carbon footprints as an additional impulse to future development and to value creation [Reference 10].

The change in the power production mix generates challenges for the stability of power grids that must become bi-directional. It creates a new approach to power supply management increasingly based on decentralised power production. Power grids need further digitalization and technological advancement. Customers, using digital solutions, can increase efficiency of power usage and reducing energy costs. Hence, power companies shall use technology and available know-how (existing technical expertise, deep knowledge of power networks, capital engineering capabilities) to operate in the new environment. Only a fundamental transformation of operational activities and breakthrough technologies will secure the future success of existing power companies.

Recommendations

The following recommendations should be made for a long-term change of the core activities of power companies based on the considerations taken in the article:

➤ Operation area

- creation of new business models based on the development of renewables production, power storage, smart solutions for customers and power network upgrades;
- improvement of the management of operations and the supply chain;
- development of efficient management of projects and investments;
- creation of new roles and competences along the value chain (RES, green investments management, digitalization, grid);
- development of effective R&D units;
- creation of responsibility centres (business units) for green transition and hedging against climate risk;
- compliance of investment plans with the green taxonomy;
- partnership developments with external companies and institutions in the area of green investments;
- creation of competences enabling the utilization of the possibilities offered by green finance;
- creation of competences necessary to hedge against weather risks related to RES production;
- separation of clean operations from fossil fuel-based production where the risk exists that fossil fuel-based parts of company assets can become stranded costs as they will be de-commissioned in the near future;

- decarbonization of the operational activities of power companies;
- building competences for the digitalization of operational activities in every area where it creates added-value;
- disinvestment of coal power plants to finance a strategy shift toward green transition and secure future profits, as coal-fired power production will be unprofitable in the future;
- development of local, peer-to-peer power trading outside the power system and virtual power plants based on thousands of decentralised prosumer installations backed by power batteries;
- utilization of trading possibilities based on market price volatility;
- M&A to acquire expertise and generate synergies;
- adjustment of risk and pricing models to the dynamics of market conditions.

➤ **Technological area**

- hedging fixed assets against physical risk; the execution of investments in a way that secures their resilience to physical risk;
- simplification and re-balancing of company portfolios by divesting assets no longer instrumental for future profitability;
- development of off-shore and on-shore wind farms and solar power plants;
- development of RES in proximity of current power plants in order to use their existing infrastructure and to reduce investments costs;
- development of battery storage linked to renewables;
- replacing coal in cogeneration by biomass, making heating greener and reducing carbon footprints;
- use of heat-pumps in buildings;
- improvement of power supply quality and resiliency, supported by new connections and infrastructure digitalization;
- investments in the modernization, digitalization and automation of networks, backed by the creation of potential for innovations and knowledge acquisition;
- development of smart grids;
- development of fiberglass networks;
- creation of co-investments opportunities based on platforms enabling third-party investments.

➤ **Competitiveness of customer service**

- building value for customers based on innovation and technological advances, better customer connectivity, securing increase of local green production capacity;
- development of smart, innovative solutions for customers: heat pumps, prosumers, demand flexibility, electric mobility, smart solutions, electrification of industrial processes, green hydrogen, green heating, green transportation;
- setting down the target of carbon- and climate-neutrality;
- electrification as a way to meet energy demands;
- electrification of transport;

- integration of hydrogen production with renewable energy sources to produce green hydrogen, and to create profitability based on ancillary services and sales of green hydrogen to industrial customers and transportation;
- services to third parties based on an exchange of know-how and best practices;
- support in development of carbon free green industry.

Implementing a long-term change in the core activities of power companies should let them become global players in the fight with climate change, allowing the power sector to benefit fully from the opportunities created by transition risk. However, physical risk must be identified as an increasingly more important factor in the management process of power companies. Physical risk must be accounted for in activities undertaken in reaction to such risk, and in securing an undisturbed continuity of the operations of power companies [Reference 10, 30]. It requires the execution of investments in the new conditions of green finance requirements, and to develop efficient project management. This will make it possible to quickly adapt fixed assets portfolios to the reality of green economy, as well as to hedge against physical risk. It is important to secure the resilience of fixed assets (production, power grid) with respect to physical aspects of climate risk. Another aspect of climate risk lies in the necessity to respond successfully to the challenges of transition risk, to the requirements of climate-neutral and zero-carbon regulation, or to the new needs of customers facing the green revolution. Hence, when re-designing the core activities of power companies, the latter must consider the presentation of their profitability in the shifting conditions of the green economy.

VII. Final remarks

The transformation of core activities of power companies towards an efficient reaction to climate risk should be classified as the most significant challenge facing power companies. Thus, power companies have to work out a long-term approach to re-designing their operational activity securing both, physical assets responsible for the continuity of their operations, and hedging future profits against transition risk. The manifestation of physical risk destroys fixed assets as a result of floods, hurricanes, fires and droughts that limit the production possibilities of hydroelectric plants. Transition risk arises from increasing pressure placed on power companies by investors, industry and societies that require them to take action to mitigate climate change. Hence, climate risk directly affects the directions of capital allocation, the development of products and services, as well as, finally, the shape of the global power sector.

The identification of such a high climate risk exposure makes it necessary to take preventive measures, which must be reflected in a fundamental change of the core activities of power companies. Power companies must also find ways to fund new investments, which should limit the impact of extreme weather conditions on the infrastructure, and to comply with new climate neutral regulations. Hence, there is an observable process of changing the profitability of value chains in the power industry, customers defining their new needs, and pre-existing assets starting to lose value as well as their potential to remain profitable in the future. Climate risk requires power

companies to change their mindsets, to use new operating models, tools and processes in order to integrate physical risk and transition risk into their decision-making process.

The analysis of long-term impact of climate risk on the operations of power companies influences decisions concerning technology and the location of power plants, the selection of suppliers of construction materials, smart grid development and the digitalization of their operational activity. Steps taken in reaction to climate risk will create a fundamental change in the power sector, and lead to the creation of a system based on RES and emission-free production technologies, which will replace pre-existing ones based mainly on fossil fuels. However, one can expect that the change caused by this process will deepen in the coming years, significantly changing the conditions of management activities in power companies. That is why the authors argued that power companies should prepare for a strategic change of their core activities, redefining their operations and the way in which they meet customer needs, towards ensuring the profitability of their future operations. The authors indicated the potential direction of the necessary changes of the operational activities of power companies, which can secure their future market success. This change is also the determinant of future success of particular economies, because the scope of carbon footprint reduction will be a determinant of their competitiveness in the global environment.

To meet the purpose of this article, the authors presented the importance of changing production technology into climate neutrality, as well as to develop green and digital competences, technologies and services. It is also necessary to create added value for customers, to digitalize operational activities and processes that support costs optimization, to create added value overall, and to ensure efficiency and productivity of future operations. There is also a need to upgrade production and grid assets, so as to prepare them for bi-directional power transmission and decentralised, but at the same time localized, energy production, and to utilize existing infrastructure alongside RES developments as a cost cutting factor.

References

1. *A call for action: climate change as a source of financial risk*, Network for Greening the Financial System, 2019, Available online: www.ngfs.net/sites/default/files/medias/documents/ngfs_first_comprehensive_report_-_17042019_0.pdf [archived 19.06.2022].
2. *A Risk Management Standard*, IRM, AIRMIC, ALARM, London 2002, Great Britain.
3. Bhattacharyya, S.C.: *A review of energy system models*, *International Journal of Energy Sector Management* 2010, 4, 494–518, Available online: <https://doi.org/10.1108/17506221011092742> [archived 10.12.2019].
4. *Climate-related risk drivers and their transmission channels*, Basel Committee on Banking Supervision, Bank for International Settlements, Basel 2021, Switzerland, Available online: <https://www.bis.org/bcbs/publ/d517.htm> [archived 19.06.2022].
5. *Climate risk and adaptation in the electric power sector*, Asian Development Bank, Philippines 2012, Available online: <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/29889/climate-risks-adaptation-power-sector.pdf> [archived 11.03.2019].
6. *Companies delay climate policy action at their peril*, Climate risk. Special report 2019, Infopro Digital 2019.

7. Cox, E., Kelly, C., Murphy, B., Roettmer, N.: *Time to get serious about the realities of climate risk, Strategy+Business* 2022, Available online: https://www.pwc.com/gx/en/issues/reinventing-the-future/take-on-tomorrow/download/SBpwc_2022-05-16-Climate-r2.pdf [archived on 4.09.2022].
8. Deese, B., Hildebrand, P., Kushel, R., Lago, I.M.: *Getting physical. Scenario analysis for assessing climate-related risks, Global Insight* 2019, April, Available online: <https://www.blackrock.com/ch/individual/en/literature/whitepaper/bii-physical-climate-risks-april-2019.pdf> [archived 15.05.2022].
9. De Lucena, A.F.P., Szkło, A.S., Schaeer, R., de Souza, R.R., Borba, B.S.M.C., da Costa, I.V.L., Pereira Júnior, A.O., Cunha, S.H.F.: *The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil, Energy Policy* 2009, 37, 879–889.
10. Dobrowolski, Ł., Liszka-Dobrowolska, A., Broniewski, Ł., Wróbel, P.: *Lepiej późno niż później, Climate Strategies Poland, Poland, Gdańsk* 2022.
11. Drożdż, W., Maroušková, A., Zych, G., Kinelski, G., Wójcik-Jurkiewicz, M., Czarnecka, M.: *Determinants of Decarbonization – How to Realize Sustainable and Low Carbon Cities?, Energies* 2021, Available online: DOI: 10.3390/en14092640 [archived on 12.07.2022].
12. Duraj, J.: *Przedsiębiorstwo na rynku kapitałowym, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa* 1996, Poland.
13. Eckstein, D., Kuenzel, V., Schaefer, L., Wingses, M.: *Global climate risk index 2020, Germanwatch, Bonn* 2019, Germany.
14. Flak, P.: *Zmiana klimatu w bankowości, czyli jak zarządzać ryzykiem klimatycznym w sektorze finansowym, Biuletyn Ryzyka* 2020, Available online: https://www.ey.com/pl_pl/biuletyn-ryzyka/jak-zaradzac-ryzykiem-klimatycznym-w-sektorze-finansowym [archived on 22.07.2022].
15. Gerlak, A.K., Weston, J., McMahan, B., Murray, R.L., Mills-Novoa, M.: *Climate risk management and the electricity sector, Climate Risk Management* 2018, 19, Available online: <https://doi.org/10.1016/j.crm.2017.12.003> [archived 15.06.2020].
16. Handayani, K., Filatova, T., Krozer, Y.: *The Vulnerability of the Power Sector to Climate Variability and Change: Evidence from Indonesia, Energies* 2019, 12 (9), Available online: <https://doi.org/10.3390/en12193640>, [archived on 15.08.2022].
17. Harari, Y.N.: *21 lekcji na XXI wiek, Wydawnictwo Literackie, Warszawa* 2018.
18. Kinelski, G., Pająk, K.: *Competitive Market and Sources of its Advantages in the Electric Energy Subsector, Progress in Economic Sciences* 2017.
19. Krukowska, M.: *Ryzyko klimatyczne na wysokim szczeblu, Obserwator Finansowy* 2019, Available online: <https://www.obserwatorfinansowy.pl/forma/analizy-debata/analizy/ryzyko-klimatyczne-na-wysokim-szczeblu/> [archived 10.12.2019].
20. Luo, T.: *With Power Generation Vulnerable to Climate Impacts, Investors Must Understand Physical Risk, World Resources Institute* 2021, Available online: https://www.pwc.com/gx/en/issues/reinventing-the-future/take-on-tomorrow/download/SBpwc_2022-05-16-Climate-r2.pdf [archived on 17.12.2021].
21. Naden, C.: *Managing the Impact of Climate Change: First International Standard for Adaptation Published, Available online: https://www.iso.org/news/ref2405.html* [archived on 18.08.2022].
22. Nicolas, C., Rentschler, J., Potter van Loon, A., Oguah, S., Schweikert, A., Deinert, M., Koks, E., Arderne, C., Cubas, D., Li, J., et al.: *Stronger Power: Improving Power Sector Resilience to Natural Hazards. Sector Note for LIFELINES: The Resilient Infrastructure Opportunity, The World Bank: Washington, DC, USA, 2019.*

23. Popescu, I., Brandimarte, L., Peviani, M.: *Effects of climate change over energy production in La Plata Basin*, International Journal of River Basin Management 2014, 12:4, 319–327, DOI: 10.1080/15715124.2014.917317 [archived 11.12.2021].
24. Pszczołowski, T.: *Mała encyklopedia prakseologii i teorii organizacji*, Ossolineum, Wrocław 1978, Poland.
25. Rao Ramesh, K.S.: *Financial Management, Concepts and Applications*, South-Western College Publishing, Cincinnati 1995, USA.
26. Sieber, J.: *Impacts of, and adaptation options to, extreme weather events and climate change concerning thermal power plants*, Climatic Change 2013, 121, 55–66.
27. Syariman, P., Heru, A.: *Extreme weather impacts on Citarum cascade reservoir operation pattern 2011*, Journal Teknik Hidraulik 2011, 2, 57–68.
28. *U.S. Climate Resilience Toolkit, Energy Data Gallery*, Available online: <https://toolkit.climate.gov/topics/energy/energy-data-gallery> [archived 22.07.2022].
29. Utility Dive Team: *Climate risks are accelerating. Here's what Duke, PG&E and 16 other utilities expect to pay*, Utility Dive 2020, Available online: <https://www.utilitydive.com/news/climate-risks-accelerating-heres-what-costs-duke-pge-and-16-other-utilities-expect/588860/> [archived on 7.09.2021].
30. Webb, R.M., Panfil, M., Ladin, S.: *Climate risk in the electricity sector: Legal Obligations to Advance Climate Resilience Planning by Electric Utilities*, Columbia Law School, 2020, Available online: https://scholarship.law.columbia.edu/sabin_climate_change/44 [archived 5.09.2022].
31. Wereda-Kolasińska, M.: *Wpływ ryzyka strategicznego na wartość dla akcjonariuszy*, CeDeWu, Warszawa 2011, Poland.
32. *When climate risk starts to bite, Climate risk. Special report 2019*, Infopro Digital 2019.
33. Woetzel, J., Pinner, D., Samandari, H., Engel, H., Krishnan, M., Boland, B., Powis, C.: *Climate risk and response: physical hazards and socioeconomic impacts*, McKinsey Global Institute 2020, Available online: www.mckinsey.com/mwg-internal/de5fs23hu73ds/progress?id=aoCkcm-eu6iy2EkYtKoPdpaOKwcmtryTgHZFzqUNzJE,&dl [archived 19.06.2022].
34. *Word Bank. Word Development Report 2010: Development and Climate Change*, 2010, Available online: <https://siteresources.worldbank.org/INTWDR2010/Resources/5287678-1226014527953/WDR10-Full-Text.pdf> [archived on 19.03.2019].
35. Wójcik-Jurkiewicz, M.; Czarnecka, M.; Kinelski, G.; Sadowska, B.; Bilińska-Reformat, K.: *Determinants of Decarbonisation in the Transformation of the Energy Sector: The Case of Poland*, Energies 2021, 14, 1217, Available online: <https://doi.org/10.3390/en14051217> [archived 20.07.2022].
36. Zamuda, C.D., Bilello, D., Conzelmann, G., Avery, C.W., Mecray, E., Satsangi, A., Tidwell, V.C., Walker, B.J.: *Energy Supply, Delivery, and Demand, in impacts, risks, and adaptation in the united states: fourth national climate assessment*, Volume II 174, 193, 2018, Available online: <https://perma.cc/P9QM-YJHF> [archived 5.09.2022].
37. Ziaja, S., Chhabra, M.: *Climate Adaptation for Energy Utilities: Lessons Learned From California's Pioneering Regulatory Actions*, Frontiers in Climate 2021, Available online: <https://doi.org/10.3389/fclim.2021.718472> [archived on 12.07.2022].

Dariusz Michalski*, Paweł Hawranek**

Wpływ ryzyka klimatycznego na zarządzanie w długim okresie podstawową działalnością operacyjną przedsiębiorstwa elektroenergetycznego

Streszczenie

Jako zjawisko globalne, zmiana klimatu ma znaczący wpływ na gospodarkę. Wysokie temperatury, czy też zmiana wolumenu opadów, dotyczą nie tylko rolnictwo i rybołówstwo, ale także wpływają na inne branże, takie jak energetyka, turystyka, budownictwo czy rynki finansowe. Skutki przejawiania się ryzyka klimatycznego są już obecnie identyfikowane i analizowane, chociaż jako okres oddziaływania zmian klimatycznych na gospodarkę wskazywana jest zazwyczaj odległa przyszłość. Wzrost ryzyka klimatycznego powoduje poważne straty finansowe, które sięgają miliardów dolarów rocznie. Stąd też rośnie zainteresowanie ekonomiczną stroną zmian klimatycznych nie tylko ze strony klimatologów, ale także przedsiębiorstw zaskoczonych bezprecedensowymi katastrofami i zmianami regulacyjnymi.

Realizując cele artykułu autorzy opisują wyzwania stojące przed przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi spowodowane ryzykiem klimatycznym. Przedstawiono również niezbędne długoterminowe zmiany w zarządzaniu ich podstawową działalnością operacyjną oraz w elementach ich modeli biznesowych, konieczne dla zapewnienia przyszłego sukcesu ich gospodarowania w realiach zielonej transformacji. Autorzy starają się przedstawić własne wnioski wynikające nie tylko z analizy literatury przedmiotu, ale przede wszystkim z praktyki. Analizują doświadczenia liderów zielonej transformacji w energetyce, które dotyczą niezbędnych zmian w podstawowej działalności przedsiębiorstw energetycznych, mających na celu zabezpieczenie ich przyszłych wyników ekonomicznych przed wpływem szeroko rozumianego ryzyka klimatycznego. W tym kontekście muszą nastąpić niezbędne dostosowania w zakresie działalności operacyjnej i inwestycji przedsiębiorstw energetycznych, ich współpracy z klientami, rozwoju technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz modernizacji sieci elektroenergetycznych. Stąd podsumowując rozważania artykułu i dopełniając jego cel, autorzy proponują rekomendacje dotyczące długookresowego rozwoju działalności operacyjnej przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Autorzy dążą do wypełnienia pewnej luki w literaturze przedmiotu, podchodząc całościowo do niezbędnych zmian w zarządzaniu podstawową działalnością przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Zmiany te, wywołane wszystkimi aspektami ryzyka klimatycznego, powinny zapewnić przyszłą rentowność działalności operacyjnej przedsiębiorstw elektroenergetycznych w warunkach zwiększającej się dotkliwości ryzyka klimatycznego.

Słowa kluczowe: zarządzanie; strategia; przedsiębiorstwo elektroenergetyczne; ryzyko klimatyczne; ryzyko; OZE.

* Doktor habilitowany, profesor Akademii Techniczno-Humanistycznej w Bielsku Białej. ORCID: 0000-0002-9047-4255; e-mail: dmichalski@ath.bielsko.pl.

** Radca prawny, partner zarządzający w HAWRANEK Kancelaria Radców Prawnych Spółka Partnerska. ORCID: 0000-0001-8933-1516; e-mail: phawranek@hkrp.pl.

Tomasz Długosz*

Nowa koncepcja polikryzysów w świetle dyrektywy 2022/2557 w sprawie odporności podmiotów krytycznych (dyrektywy CER)

Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Pojęcie „polikryzysów”
- III. Dyrektywa CER w sprawie odporności podmiotów krytycznych
- IV. Wnioski

Streszczenie

Autor zajmuje się koncepcją polikryzysów, która może znaleźć zastosowanie przy zwiększaniu odporności tzw. podmiotów krytycznych i ochronie infrastruktury krytycznej. Dochodzi do wniosku, że jest to koncepcja, która zwraca uwagę na pewne ponadsystemowe zagrożenia i na reaktywność systemów społecznych na te zagrożenia. Jego zdaniem dyrektywa CER w sprawie odporności podmiotów krytycznych nakazuje w szerokim zakresie uwzględniać współzależności międzysystemowe, tworząc pole do wykorzystania koncepcji polikryzysów. Autor wyraża obawę, że możliwe uwikłanie ideologiczne koncepcji polikryzysów będzie prowadzić do nieproporcjonalnej ochrony infrastruktury krytycznej w stosunku do prawdziwych zagrożeń.

Słowa kluczowe: polikryzysy; infrastruktura krytyczna; podmioty krytyczne; usługi kluczowe; zarządzanie kryzysowe; sektor energetyki.

JEL: K32

I. Wprowadzenie

W grudniu 2022 r. przyjęto nową, dotyczącą ochrony infrastruktury krytycznej, dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2557 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie odporności podmiotów krytycznych i uchylającą dyrektywę Rady 2008/114/WE (the Critical Entities Resilience Directive; dalej: dyrektywa CER)¹. Prace nad nową dyrektywą trwały od dawna. W grudniu 2019 r. Komisja Europejska opublikowała projekt dyrektywy unijnej w sprawie odporności podmiotów krytycznych, który prezentował zmienione podejście do ochrony infrastruktury krytycznej, nawiązując

* Doktor habilitowany, adiunkt w Katedrze Publicznego Prawa Gospodarczego i Polityki Gospodarczej Uniwersytetu Jagiellońskiego w Krakowie; praktykujący radca prawny, specjalizuje się w publicznym prawie gospodarczym, prawie energetycznym i prawie sektorów infrastrukturalnych, członek Rady Naukowej przy Rzeczniku Małych i Średnich Przedsiębiorców. ORCID: 0000-0003-3174-1568; e-mail: t.dlugosz@uj.edu.pl.

Edition of that article was financed under Agreement Nr RCN/SP/0326/2021/1 with funds from the Ministry of Education and Science, allocated to the "Rozwoj czasopism naukowych" programme.

¹ Dz. U. UE. L. z 2022 r. Nr 333, str. 164.

pojęciami i metodą regulacji do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1148 z dnia 6 lipca 2016 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych na terytorium Unii (dalej: dyrektywa NIS)². Projekt zaprezentowano po przeprowadzeniu w 2019 r. pierwszej oceny dyrektywy Rady 2008/114/WE z dnia 8 grudnia 2008 r. w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony (the European Critical Infrastructure Directive; dalej: dyrektywa ECI)³. Wtedy uznano, że zmienił się „kontekst” funkcjonowania infrastruktury krytycznej, że są nowe wyzwania, którym trzeba sprostać, w związku z rozwojem gospodarczym, społecznym, technologicznym, ale również zmianami środowiskowymi. Uznano, że dotychczasowy zakres ochrony infrastruktury krytycznej, który ogranicza się do sektorów energii i transportu jest niewystarczający, ponieważ nie pozwala na właściwe uwzględnienie międzysektorowych współzależności. Zdecydowano się na zmianę podejścia z myślą o zapewnieniu: lepszego uwzględniania różnego rodzaju ryzyk, lepszego zdefiniowania i uspołnienienia ról i obowiązków podmiotów krytycznych. Dodatkowo Komisja ustaliła, że dyrektywa ECI została wdrożona nierównomiernie w państwach członkowskich UE i że jej słabością jest to, że za punkt wyjścia przyjmuje się krajową infrastrukturę krytyczną, ponieważ utrudnia to zidentyfikowanie infrastruktury krytycznej o pan-europejskim znaczeniu ogólnoeuropejski, której przykładem są: europejski system nawigacyjny Galileo, system bezpieczeństwa powietrznej żeglugi Eurocontrol, a także połączone europejskie sieci przesyłu energii elektrycznej oraz gazu ziemnego⁴.

Nowa dyrektywa CER zastąpi dyrektywę ECI i znacznie rozszerza zakres ochrony infrastruktury krytycznej, wprowadzając nową metodę jej ochrony. Założono w niej zwiększenie odporności pewnych kategorii podmiotów, które działają w wyróżnionych w dyrektywie sektorach, czyli w pewnych obszarach funkcjonowania społeczeństw, np. energii, transportu, bankowości administracji publicznej. Państwa członkowskie mają identyfikować tzw. podmioty krytyczne, które świadczą tzw. usługi kluczowe, do których z kolei zalicza się takie usługi, które odgrywają podstawową rolę w utrzymaniu niezbędnych funkcji społecznych, w tym niezbędnej działalności gospodarczej oraz funkcji związanych ze zdrowiem i bezpieczeństwem publicznym, ochroną środowiska (zob. definicję usługi kluczowej z art. 1 pkt 5 dyrektywy CER). Nowe prawo opiera się na idei zwiększania odporności podmiotów krytycznych w warunkach: współzależności między usługami kluczowymi, współzależności sektorów infrastruktury krytycznej (systemów społecznych, w ramach których funkcjonalnie organizuje się działania dla zaspokajania rozmaitych potrzeb społecznych⁵) oraz ogólnej zależności gospodarczej w ramach UE. W związku z tym ostatnim stwierdza się: „Współzależności te oznaczają, że jakiegokolwiek zakłócenie usług kluczowych, nawet takie, które początkowo ogranicza się do jednego podmiotu lub jednego sektora, może wywołać efekt kaskadowy na szerszą skalę, potencjalnie prowadzący do daleko idącego i długoterminowego negatywnego wpływu na świadczenie usług na rynku wewnętrznym. Poważne kryzysy, takie jak pandemia COVID-19,

² Dz. U. UE. L. z 2016 r. Nr 194, str. 1.

³ Dz. U. UE. L. z 2008 r. Nr 345, str. 75.

⁴ Zob. Dokument roboczy służb Komisji z 23.07.2019 r. pt. Ocena dyrektywy Rady 2008/114 w sprawie identyfikacji i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej i oceny konieczności poprawy ochrony infrastruktury krytycznej, SWD(2019) 308 wersja ostateczna. Pozyskano z: https://home-affairs.ec.europa.eu/index_pl

⁵ Takie rozumienie systemu społecznego koresponduje z rozumieniem społeczeństwa w tzw. ujęciu systemowym, zgodnie z którym społeczeństwo jest układem powiązanych funkcji, ról pozycji (statusów) (zob. Sztompka, 2002, s. 30–33).

uwidoczniają podatność naszych w coraz większym stopniu współzależnych społeczeństw na ryzyko o dużym wpływie i niskim prawdopodobieństwie” (motyw 5 dyrektywy CER).

Jest rzeczą ogólnie wiadomą, że postępująca urbanizacja zwiększa zależność ludzi od coraz bardziej skomplikowanej infrastruktury technicznej czy też od stechnicyzowanej infrastruktury społecznej, którą od niedawna zaczęto nazywać „krytyczną”. Infrastruktura krytyczna ma szczególną zdolność wywoływania sytuacji kryzysowych, czyli do kumulowania zagrożeń, które ostatecznie mogą doprowadzić do kryzysu, czyli utraty stanu normalności i zakłócenia zasadniczych cech organizacji, układu czy systemu (stabilności, równowagi, sterowalności, efektywności itd.) (za: Więcek, 2010, s. 28)⁶. Dysfunkcja infrastruktury krytycznej często skutkuje efektem kaskadowym i przeniesieniem skutków na inne systemy czy sektory gospodarki⁷. Również powiązania między systemami infrastruktury krytycznej są dostrzegane od dawna, przy czym za wyjątkowo „krytyczny” uchodził zawsze sektor energetyczny, ponieważ wszystkie systemy zaspokajania podstawowych potrzeb społecznych są uzależnione od nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej (Lauge, Hernantes i Sarriegi, 2015, s. 16–23). Natomiast ostatnio coraz większą wagę przywiązuje się do sieci informacyjnych czy systemów informatycznych. Zdano sobie sprawę, że transport, energia, zdrowie, telekomunikacja, finanse, bezpieczeństwo, obrona, a nawet przebieg tzw. procesów demokratycznych zależą w dzisiejszych społeczeństwach od takich sieci czy systemów, a cała gospodarka jest coraz bardziej powiązana w środowisku informatycznym⁸. Z pola widzenia nie traci się zarazem „krytycznego” uzależnienia samych sieci i systemów informacyjnych od zaopatrzenia w energię elektryczną⁹. Związek infrastruktury krytycznej z systemami informatycznymi przejawiał się w tym, iż zarówno pojęcia, jak i metodę regulacji nowej dyrektywy CER wzorowano na rozwiązaniach wcześniej wprowadzonej dyrektywy 2016/1148 w sprawie cyberbezpieczeństwa (dalej: dyrektywa NIS). Dyrektywę CER wydano zaś wraz z nową dyrektywą unijną 2022/2555 w sprawie cyberbezpieczeństwa (tzw. dyrektywą NIS2)¹⁰ oraz nowym prawem o cyfrowej odporności operacyjnej sektora finansowego (The Digital Operational Resilience Act, DORA)¹¹. Dodać można, że tak strategia bezpieczeństwa UE na lata 2020–2025, jak i nowy program zwalczania terroryzmu z 2020 r., które przyjęła Komisja Europejska, podkreśliły znaczenie odporności infrastruktury krytycznej wobec zagrożeń cyfrowych¹². Ochrona infrastruktury krytycznej została również ujęta w przedstawionej w grudniu 2020 r. unijnej strategii w cyberbezpieczeństwa¹³.

⁶ Kryzys ma cechować się utratą kontroli nad zdarzeniami, przy zwiększającej się niepewności i stopniu ryzyka, a także możliwością zaistnienia zmiany systemowej (nowego układu, struktur i funkcji w organizacji) (więcej Zieliński, 2017, s. 49–51).

⁷ K. Szwarz mówi o „relacjach transsektorowych pomiędzy systemami”, natomiast infrastrukturę krytyczną w ogóle charakteryzuje pojęciem „współzależności” (zob. Szwarz, 2016, s. 154). Z kolei N. Roubini, S. Mihm zauważają: „...kryzysy mają wiele podobieństw do pandemii: rozpoczynają się wybuchem choroby, która następnie rozprzestrzenia się coraz dalej od swojego epicentrum” (Roubini i Mihm, 2011, s. 27).

⁸ W tym kontekście wyróżnia się fizyczne oraz informacyjne powiązania między sektorami (zob. np. Nowak, 2018, s. 175).

⁹ Strategia UE w zakresie bezpieczeństwa cybernetycznego na dekadę cyfrową, JOIN(2020) 18 final, s. 1–2.

¹⁰ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2555 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu cyberbezpieczeństwa na terytorium Unii, zmieniająca rozporządzenie (UE) nr 910/2014 i dyrektywę (UE) 2018/1972 oraz uchylająca dyrektywę (UE) 2016/1148 (dyrektywa NIS 2) (Dz. U. UE. L. z 2022 r. Nr 333, str. 80).

¹¹ Na tzw. pakiet DORA składa się: dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2556 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie zmiany dyrektywy 2009/65/WE, 2009/138/WE, 2011/61/UE, 2013/36/UE, 2014/59/UE, 2014/65/UE, (UE) 2015/2366 oraz (UE) 2016/2341 w odniesieniu do operacyjnej odporności cyfrowej sektora finansowego (Dz. U. UE. L. z 2022 r. Nr 333, str. 153); rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2554 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie operacyjnej odporności cyfrowej sektora finansowego i zmieniające rozporządzenia (WE) nr 1060/2009, (UE) nr 648/2012, (UE) nr 600/2014, (UE) nr 909/2014 oraz (UE) 2016/1011 (Dz. U. UE. L. z 2022 r. Nr 333, str. 1).

¹² Zob. Komunikat prasowy Komisji Europejskiej z 24 lipca 2020: EU Security Union Strategy: connecting the dots in a new security ecosystem. Pozyskano z: file:///C:/Users/Tomasz/Downloads/EU_Security_Union_Strategy__connecting_the_dots_in_a_new_security_ecosystem.pdf. Zob. też Koziol, 2021.

¹³ W grudniu 2020 r. Komisja Europejska i Wysoki Przedstawiciel Unii do Spraw Zagranicznych i Polityki Bezpieczeństwa przedstawili dokument pt. „Strategia UE w zakresie bezpieczeństwa cybernetycznego na dekadę cyfrową” (The EU’s Cybersecurity Strategy for the Digital Decade), JOIN(2020) 18 final), którego głównym celem ma być ochrona „otwartego i globalnego internetu”.

W przypadku infrastruktury krytycznej dysfunkcje, awarie czy inne zdarzenia destrukcyjne wywołują zagrożenia dla podstawowych funkcji społeczeństw i państw, czyli infrastruktura krytyczna wywołuje szczególne ryzyka. Ryzyko mierzy się prawdopodobieństwem wystąpienia zagrożenia oraz skutkami (konsekwencjami) wystąpienia zagrożeń, przy czym w przypadku infrastruktury krytycznej wyżej wskazane zależności czy współzależności zwiększają zarówno skutki negatywnych zdarzeń (zagrożeń), jak i prawdopodobieństwo ich wystąpienia¹⁴. Powiązania między elementami i systemami infrastruktury krytycznej, a na gruncie nowej dyrektywy CER systemów funkcjonowania usług kluczowych, których niezbędnym elementem są podsystemy infrastruktury krytycznej¹⁵ powodują ryzyko systemowe, a więc prawdopodobieństwa wystąpienia dysfunkcji całych układów powiązanych ze sobą elementów¹⁶. Zauważyć przy tym można, że w nowej dyrektywie CER nie eksponuje się ryzyka naruszenia podstawowych funkcji państwa, ale ryzyko naruszenia niezbędnych funkcji społecznych (zob. art. 2 pkt 5 dyrektywy CER).

Powyższa specyfika infrastruktury krytycznej oraz za jej pomocą świadczonych usług wpływa na sposób, w jaki analizuje się zagrożenia z nią związane. Wymusza ona systemowe analizy bezpieczeństwa, które – jak się przyjmuje w nauce – mają cechować się: ujmowaniem zjawisk, zabezpieczeń i obiektów zagrożeń jako systemu w całej jego złożoności, uwzględnianiem ogółu warunków, bliższego i dalszego otoczenia systemu, szukaniem przyczyn, przekształceń wewnętrznym systemu, jego zdolności samosterowania, koordynacji i adaptacji do otoczenia¹⁷. W tych badaniach bierze się pod uwagę rozmaite zagrożenia i skutki: dla ludzi, mienia, ale także środowiska naturalnego i dziedzictwa kulturowego. W tym kontekście można zauważyć, że ostatnio w rozważaniach nad bezpieczeństwem i zarządzaniem ryzykiem pojawiła się koncepcja „polikryzysów”. O polikryzysach wielokrotnie mówił przewodniczący Komisji Europejskiej Jean-Claude Juncker, gdy jeszcze przed wybuchem pandemii COVID-19 w 2018 r. opisywał sytuację Unii Europejskiej. Miał on wtedy na myśli wyjątkowe trudności, z jakimi przyszło się zmierzyć UE w swojej historii, wysyp trudnych sytuacji związanych z tzw. kryzysem finansowym, tzw. kryzysem migracyjnym oraz brexitem¹⁸. Obecnie o polikryzysach mówi się jednak również na gruncie nauk społecznych. Rozważmy, na czym właściwie polega ta koncepcja i czy nowa dyrektywa CER stwarza pole do jej wdrożenia czy rozwijania. Dyrektywa CER znaczenie rozszerza zakres ochrony infrastruktury krytycznej i zwraca uwagę na współzależności infrastrukturalne, sektorowe oraz międzysektorowe, a w związku z tym niejako zachęca do posługiwania się koncepcją polikryzysów. Koncepcja polikryzysów nie wydaje się być jednak czymś zupełnie nowym w badaniach nad rodzajami ryzyka. Natomiast dostrzec można pewne uwikłanie ideologiczne tej koncepcji, które może być źródłem obaw. Można mieć obawy, że będzie ona prowadzić do zastosowania nieproporcjonalnej względem zagrożeń ochrony bezpieczeństwa, co na płaszczyźnie prawnej przełoży się na zbyt daleko idące obowiązki podmiotów krytycznych.

¹⁴ Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej 2020 przyjęty przez Radę Ministrów, s. 290. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/web/rcb/narodowy-program-ochrony-infrastruktury-krytycznej>

¹⁵ Zob. definicję infrastruktury krytycznej z art. 2 pkt. 4 dyrektywy CER.

¹⁶ Wpływowi amerykańscy naukowcy George G. Kaufman i Keneneth E. Scott definiują ryzyko systemowe jako: *...the risk or probability of breakdowns in an entire system, as opposed to breakdowns in individual parts or components, [as] evidenced by co-movements (correlations) among most or all parts* (Kaufman i Scott, 2003, s. 371–391).

¹⁷ Tak P. Sienkiewicz, H. Świeboda, którzy mówią nawet o zmianie paradygmatu w badaniach nad zjawiskiem bezpieczeństwa i przejściu od holistyczno-systemowego ujęcia (2016, s. 50, 67). Na systemowe podjęcie problematyki ryzyka w ustawie z dn. 26.04.2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (t.j. Dz. U. 2023, poz. 122) zwraca z kolei uwagę R. Wróbel (2019, s. 61 i n.).

¹⁸ Zob. przemówienie C. Junckera w dniu 21.06.2016 r. na dorocznym walnym zgromadzeniu Greckiej Federacji Przedsiębiorstw (SEV). Pozyskano z: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH_16_2293

II. Pojęcie „polikryzysu”

Wydaje się, że pojęcie „polikryzysu” wprowadzili do dyskursu znany francuski filozof i socjolog Edgar Morin oraz Anne Brigitte Kern w książce pt. „Ziemia – ojczyzna” z 1998 r., w której mówią oni o przeplatających się, nakładających kryzysach, które dotyczą ludzkość. Autorzy ci zakładają, że mamy do czynienia z „inter-retro-akcjami” między różnymi problemami, różnymi kryzysami, zagrożeniami, odnoszącymi się do zdrowia, środowiska, sposobów życia, rozwoju, z problemami demograficznymi i cywilizacyjnymi, a w konsekwencji, że problemem są nie pojedyncze zagrożenie, lecz wiele problemów, kompleksowy ich związek – kompleks problemów, antagonizmów, kryzysów, niekontrolowanych procesów (polikryzys). Środkiem zaradczym ma być myślenie „zekologizowane”, które, zamiast izolować badany przedmiot, analizuje go w jego relacji „auto-eko-organizującej” z jego środowiskiem kulturowym, społecznym, ekonomicznym, politycznym i przyrodniczym (Morin i Kern, 1998, s. 125–126, 219). Koncepcja ta początkowo nie wzbudziła jakiegoś szczególnego zainteresowania, ale w 2013 r. południowoafrykański socjolog i teoretyk zrównoważonej transformacji Mark Swilling zaczął nazywać polikryzysem globalną sytuację związaną ze zmianami klimatu, rosnącymi nierównościami i kryzysami finansowymi. Zdefiniował on polikryzys jako „zagnieżdżony zestaw globalnie interaktywnych kryzysów społeczno-ekonomicznych, ekologicznych i kulturowo-instytucjonalnych, które wymykają się redukcji do jednej przyczyny” (za: Lawrence, Janzwood i Homer-Dixon, 2022). Mark Swilling podkreślał równoczesność kryzysów i powiązania między nimi, w sposób wyraźny zwrócił uwagę, że te powiązania tworzą złożone interakcje, które zwielokrotniają całkowity wpływ kryzysów na rzeczywistość. Z czasem terminem tym zaczęli posługiwać się również politycy, w tym również politycy unijni. Wspomniano już, że w 2016 r. ówczesny przewodniczący Komisji Europejskiej Jean-Claude Juncker mówił o polikryzysie, mając na myśli splot największych kryzysów o charakterze gospodarczym, finansowym i społecznym, z jakim borykała się Europa od czasów drugiej wojny światowej. W 2018 r. ogłosił on nawet, iż UE wyszła z „polikryzysu”, ponieważ – jak to wyjaśnił – „skończył się okres przechodzenia UE od kryzysu do kryzysu bez przebudzenia”¹⁹. W końcu polikryzysami zaczęli zajmować się naukowcy i analitycy. Gdy w 2019 r. naukowcy z kilku wpływowych ośrodków naukowych Europy mówili o politycznych problemach integracji unijnej („politycznych pułapkach”), to mówili ogólnie o polikryzysie, mając na myśli jednoczesne wystąpienie w Europie kryzysu zadłużeniowego państw południowej Europy, kryzysu uchodźczego, zapoczątkowanego przez wojnę domową w Syrii, brexit oraz wzrost skrajnie prawicowego autorytaryzmu (Zeitlina, Nicolaand i Laffan, 2019, s. 963–976). W raporcie światowym z 2021 r., przygotowanym pod egidą UNESCO, pt. „Global Risks Perceptions Report 2021” nie ma jeszcze mowy o polikryzysie, jednak naukowcy z różnych stron świata dochodzą w nim do wniosku doniosłego z punktu widzenia nowej koncepcji, że zrozumienie wzajemnych powiązań między globalnymi rodzajami ryzyka, ich współzależności i sprzężeń zwrotnych jest kluczowym elementem poprawy ocen ryzyka i projektowania planów łagodzenia skutków kryzysów²⁰. Na kanwie tych rozważań o globalnych zagrożeniach zaczęto posługiwać się pojęciem „polikryzysu”.

¹⁹ Zob. przemówienie J.C. Junckera w dniu 22.02.2018 r. podczas sesji plenarnej otwierającej laboratorium Pomysłów 2018 pt. „Europa – powrót na właściwe tory” w Centrum Studiów nad Polityką Europejską. Pozyskano z: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH_18_1121

²⁰ *Understanding the interconnections between global risks – including building awareness of interdependencies and feedback loops – and which groupings of risk present the greatest threats, is thus a key part of improving risk assessment and discussing potential solutions, since strong interconnections need to be taken into account in mitigation planning* (Future Earth, Sustainability in the Digital Age, and International Science Council, 2021, s. 17).

Określenie to pojawiło się w raporcie Światowego Forum Ekonomicznego z 2023 r., w którym przez polikryzys rozumie się zbiór (klaster) powiązanych globalnych zagrożeń o nakładających się skutkach w taki sposób, iż ogólny skutek wykracza poza sumę skutków poszczególnych zagrożeń (World Economic Forum, 2023, s. 57).

Wydaje się, że spośród naukowców jednym z najgorętszych orędowników nowego pojęcia i w związku z tym nowego kierunku badań jest Adam Tooze – historyk z Uniwersytetu Columbia w Stanach Zjednoczonych. Jego zdaniem świat jest pełen polikryzysów, które polegają na nakładaniu się efektów sytuacji kryzysowych. Naukowiec wyjaśnia: „w polikryzysie wstrząsy są różne, ale oddziałują na siebie tak, że całość jest nawet czymś więcej niż sumą części” (Tooze, 2022a). Po przedstawieniu skomplikowanego układu „napięć” w świecie (*stresses*) społecznych, gospodarczych, politycznych naukowiec ten wyjaśnił, że polikryzys to nie sytuacja, w której trzeba się mierzyć z wieloma kryzysami, ale sytuacja polegająca niejako na odwzorowaniu ryzyk, w których wszystkie te kryzysy stają się bardziej niebezpieczne²¹. Mówiąc o kryzysach, autor ten ma przy tym na myśli pewne subiektywnie wyróżnione zagrożenia, które mają potencjał do zmiany zasadniczych funkcji systemowych. Idąc dalej w tego rodzaju rozważaniach, badacze z kanadyjskiego centrum badawczego Cascade Institute – Michael Lawrence, Scott Janzwood i Thomas Homer-Dixon – przedstawili w 2022 r. prawdopodobnie najbardziej dotychczas rozwiniętą koncepcję polikryzysu, która według nich ma potencjał zapewnienia „niezbędnych i produktywnych ram” zrozumienia oraz rozwiązywania głównych problemów dzisiejszej ludzkości.

Michael Lawrence, Scott Janzwood i Thomas Homer-Dixon przez polikryzys rozumieją „uwiłkanie przyczynowe” kryzysów (*causal entanglement of crises*), które pochodzą czy rozgrywają się w różnych miejscach oraz systemach. Za pomocą tego pojęcia chcą oni badać dynamikę i skutki połączonych zagrożeń czy sytuacji kryzysowych (*combined crises*), wychodząc z założenia, o którym już była mowa wyżej, że zagrożenia występujące w tym samym czasie, ale w odległych miejscach, oddziałują na siebie, wywołując szkody większe, niż gdyby te zagrożenia rozpatrywać w odosobnieniu. Dla tych badaczy zajmowanie się polikryzysami ma odgrywać podobną rolę do badania ryzyka systemowego, lecz różnica ma polegać na dostrzeganiu zagrożeń w innym miejscu. Koncepcje zarówno ryzyka systemowego, jak i polikryzysu wychodzą z obserwacji złożoności systemów społecznych i zakładają możliwość rozprzestrzeniania się problemów w ramach danego systemu i poza nim. Badanie różnych rodzajów ryzyk, w tym ryzyk systemowych, ma jednak dotyczyć możliwości wystąpienia szkód, negatywnych zdarzeń w przyszłości, a badanie polikryzysów ma wiązać się z odkrywaniem łańcuchów zdarzeń, w których już realizują się pewne zagrożenia czy też pewne niebezpieczeństwa już się aktywowały. Polikryzysy mają się przy tym odnosić do zagrożeń, które realizują się jednocześnie w wielu systemach społecznych i oddziałują na siebie, gdyż koncepcja polikryzysu ma służyć opisowi interakcji kryzysów pochodzących z różnych systemów. Na koniec zgodnie z nową koncepcją badanie polikryzysów ma koncentrować się na cechach samych systemów społecznych, które wywołują dodatkowe ryzyka i czyniąc je podatnymi na zagrożenia, wpływają na dynamikę procesów²². Mówiąc inaczej,

²¹ A polycrisis is not just a situation where you face multiple crises. It is a situation like that mapped in the risk matrix, where the whole is even more dangerous than the sum of the parts (Tooze, 2022).

²² The polycrisis concept focusses on the organization of the system in such a way that the triggering event spreads in a rapid cascade of additional harms through this causal architecture (Lawrence, Janzwood i Homer-Dixon, 2022, s. 7).

podjęcie polikryzysowe ma zwracać uwagę na właściwości zaangażowanych systemów, które są źródłem ponadsystemowych zagrożeń. Badanie ryzyka systemowego ma koncentrować się na możliwych scenariuszach rozwoju wydarzeń, natomiast badanie polikryzysów ma polegać na analizie zagrożeń w ramach „architektury” systemów, w których stwierdzamy zagrożenia²³. Należy dodać, że omawiana koncepcja ma służyć analizie rozwoju zagrożeń o charakterze globalnym, które wpływają na planetę i ludzkość. Autorzy prezentowanej koncepcji są przy tym świadomi arbitralności wyboru „globalnych zagrożeń”, niemniej jednak postulują odróżnienie polikryzysów występujących w skali globalnej od tych, które rozgrywają się w skali regionalnej, kontynentalnej, krajowej czy lokalnej (Lawrence, Janzwood i Homer-Dixon, 2022, s. 4).

Wydaje się, że w gruncie rzeczy wyróżnianie polikryzysów służy zwróceniu uwagi na pewne szczególne zagrożenia i ryzyko, których doniosłość jest ogólnoswiatowa. Służy ona w istocie badaniu w kontekście tego rodzaju zagrożeń i ryzyka systemowego sprzężeń systemów społecznych²⁴. Zwraca ona uwagę na sprzężenia tych systemów, które dodatkowo pogarszają sytuację, tzn. wpływają na skalę zagrożeń oraz dynamikę ich rozwoju. Nie wydaje się, by ta koncepcja wprowadzała jakąś gruntowną zmianę. W stosowanych ocenach ryzykiem uwzględnia się tzw. ryzyko zewnętrzne, możliwości wpływania na siebie zagrożeń pochodzących z różnych systemów czy sektorów. Dla tej koncepcji charakterystyczne jest może przypisanie szczególnej roli pewnych zagrożeniom, które traktuje się jako ogólnosystemowe, oraz identyfikowanie pewnych szczególnych ryzyk w związku z dostrzeganiem związków między różnymi systemami społecznymi i procesami, które w nich mają miejsce. Koncepcja ta może też wiązać się z uznaniem pewnej szczególnej reaktywności systemów społecznych na pewne bodźce, tzn. z dostrzeganiem wyjątkowego stosunku reakcji systemów społecznych na pewne bodźce. W świetle tych elementów nowej koncepcji można mieć wątpliwości czy nie doprowadzi ona do pewnego „zideologizowania” badań nad zagrożeniami i rodzajami ryzyka z nimi związanymi, czy nie zostanie użyta do promowania jakiegoś światopoglądu w obszarze zagrożeń dzisiejszego świata. Wydaje się, że istnieje takie niebezpieczeństwo, że posłuży ona ustalaniu związków tam, gdzie ich nie ma, że wiązać się ona będzie z przecenienia istotności pewnych bodźców czy reaktywności systemów²⁵, co negatywnie odbije się na przeprowadzanych ocenach ryzyka i decyzjach o zastosowaniu środków bezpieczeństwa.

Nie wydaje się również, aby płaszczyźnie obowiązujących przepisów nowa koncepcja wymagała jakichś zasadniczych zmian w sferze zarządzania ryzykiem. Obecnie za podstawowy środek ochrony przed zagrożeniami uchodzi Unijny Mechanizm Ochrony Ludności, obowiązujący w UE i zapewniający współpracę ponadnarodową oraz koordynację ochrony przed różnego rodzaju zagrożeniami. Mechanizm wdraża decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1313/2013/EU z dnia 17 grudnia 2013 r. w sprawie Unijnego Mechanizmu Ochrony Ludności²⁶ i chroni się w ramach niego ludzi, mienie, ale również środowisko naturalne i dziedzictwo kulturowe przed „wszystkimi” rodzajami klęsk żywiołowych i katastrof spowodowanych przez człowieka, w tym

²³ *The difference between the study of systemic risk and polycrisis is the difference between the potential and the actual amidst a shared concern about cascading systems failures* (Lawrence, Janzwood i Homer-Dixon, 2022, s. 7).

²⁴ Więcej na temat sprzężeń według ogólnej teorii systemów zob. Mazur, 1976, s. 44 i n.

²⁵ Np. dojdzie do przecenienia wagi zmian klimatycznych. Na temat wątpliwości co do charakteru i wpływu ludzkości na zmiany klimatyczne zob. np. Przyborowska-Klimczak, 2010, s. 444.

²⁶ Dz. U. UE. L. z 2013 r. Nr 347, str. 924 z późn. zm.

przed klęskami i katastrofami technicznymi, zagrożeniami ekologicznymi, zanieczyszczeniem mórz, niestabilnymi warunkami hydrogeologicznymi (zob. art. 1 ust. 2 decyzji 1313/2013/UE). Oceny ryzyka w ramach tego mechanizmu mają uwzględniać transgraniczny, międzysektorowy, w tym infrastrukturalny, związany z wpływem na krajową i europejską infrastrukturę krytyczną, wymiar ryzyka²⁷.

III. Dyrektywa CER w sprawie odporności podmiotów krytycznych

Można się zastanawiać czy ten aspekt współzależności, sprzężeń systemów społecznych, który wywołuje dodatkowe ryzyko, został uwzględniony w nowej dyrektywie CER, a jeżeli tak, to w jakim zakresie. Dotychczasowa, jeszcze obowiązująca dyrektywa 2008/114/WE w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej (dyrektywa ECI) dotyczy dwóch sektorów: energetycznego i transportowego – skupia się na wyznaczeniu infrastruktury krytycznej właśnie w tych dwóch sektorach. Również ona zwraca jednak uwagę na współzależności infrastrukturalne i międzysektorowe, w szczególności biorąc je pod uwagę przy rozpoznawaniu europejskiej infrastruktury krytycznej (zob. art. 3 dyrektywy ECI). Nowa dyrektywa CER znacznie rozszerza zakres i sposób ochrony infrastruktury krytycznej, zwracając uwagę na różnego rodzaju współzależności w znacznie większym zakresie.

Nowa dyrektywa CER rozszerza zakres ochrony infrastruktury krytycznej, obejmując dziesięć następujących sektorów: energia, transport, bankowość, infrastruktura rynku finansowego, zdrowie, woda pitna, ścieki, infrastruktura cyfrowa, administracja publiczna oraz technologie kosmiczne. Podchodzi się w niej w sposób kompleksowy do wzmocnienia odporności tzw. podmiotów krytycznych (*critical entities*), tzn. dostawców usług kluczowych, których funkcjonowanie opiera się na wykorzystaniu środków technicznych i systemów logicznych, które nazywa się infrastrukturą krytyczną. W nowej dyrektywie tak rozumiana infrastruktura krytyczna jest elementem wyodrębnianych funkcjonalnie systemów świadczenia usługi kluczowej (zob. 1 pkt 4 dyrektywy CER). W nowym prawie postawiono sobie za cel „wzmocnienie odporności” wobec rozmaitych zagrożeń, w tym również związanych z klęskami żywiołowymi i zmianą klimatu (zob. motywy 3 dyrektywy CER) oraz związanych z funkcjonowaniem systemów praworządności (zob. pojęcie „incydentu” z art. 2 pkt 3 dyrektywy CER). Bierze się również pod uwagę rozmaite współzależności. W prawie tym wychodzi się z założenia współzależności między samą infrastrukturą, systemami świadczenia usług kluczowych (mówi się o „współzależnej sieci świadczenia usług wykorzystującej kluczową infrastrukturę w całej Unii w sektorach energii, transportu, bankowości, wody pitnej, ścieków, produkcji, przetwarzania i dystrybucji żywności, zdrowia, w sektorze kosmicznym, w sektorach infrastruktury rynku finansowego i infrastruktury cyfrowej, a także w zakresie niektórych aspektów sektora administracji publicznej”, a także o współzależności usług kluczowych na całą gospodarkę i funkcjonowanie społeczeństw, w tym o współzależnościach transgranicznych) (zob. motyw 5 dyrektywy CER). Już w świetle tej krótkiej charakterystyki widać, że koncepcja polikryzysów może okazać się przydatna na gruncie ww. dyrektywy.

²⁷ Zawiadomienie Komisji pt. Wytyczne oceny zdolności zarządzania ryzykiem, Dz. U. UE C 216 z 2015, s. 8, pkt 4.1.

W związku z powyższym zwróćmy jednak uwagę na następujące rozwiązania dyrektywy CER. Po pierwsze, dyrektywa wprowadza wymóg przygotowania przez państwa członkowskie UE strategii w zakresie odporności podmiotów krytycznej – strategia służy określeniu celów i priorytetów zwiększenia ogólnej odporności podmiotów krytycznych i w niej mają być uwzględniane transgraniczne oraz międzysektorowe „zależności i współzależności” (art. 4 ust. 2 lit. a dyrektywy CER). Jak już o tym powiedziano we wprowadzeniu, będzie to miało znaczenie zwłaszcza w odniesieniu do infrastruktury energetycznej oraz informacyjno-informatycznej, ponieważ z tego rodzaju infrastrukturą wiążą się szczególnie duże ryzyka systemowego i pozasystemowego. Zauważmy dalej, że opracowując przedmiotową strategię wykorzystuje się „[...] istniejące strategie krajowe i sektorowe, plany lub podobne dokumenty, cele strategiczne i środki polityczne, o ile tylko służą one osiągnięciu i utrzymaniu wysokiego poziomu odporności po stronie podmiotów krytycznych”. W ten sposób dokonuje się kompleksowego przeglądu systemów infrastruktury krytycznej, ich funkcjonalności, identyfikuje się zagrożenia i ryzyka, dokonuje przeglądu środków ochrony. Rozpoznaje się układ zależności funkcjonalnych oraz logicznych systemów, przekładających się ostatecznie na świadczenie usług kluczowych²⁸. Po drugie, oceny ryzyka przeprowadzane przez państwa członkowskie mają uwzględniać rozmaite rodzaje ryzyka, w tym „spowodowane przez człowieka”, o charakterze „międzysektorowym i transgranicznym,” zagrożenia zdrowia publicznego i zagrożenia hybrydowe (zob. art. 5 ust. 1 ak. 2 dyrektywy CER). Z kolei na podstawie tych ocen ryzyka identyfikowane są podmioty krytyczne i wprowadzane środki ochrony. Te oceny ryzyka mają z kolei uwzględniać rodzaje ryzyka wynikające ze stopnia wzajemnej zależności między sektorami świadczenia usług kluczowych, w tym zależności od podmiotów znajdujących się w państwach trzecich, a w ramach tego wszelkie istotne czynniki ryzyka dla obywateli i rynku wewnętrznego, czyli również jakieś pozasystemowe zagrożenia (art. 5 ust. 2 dyrektywy CER). Przeprowadzając takie oceny ryzyka, państwa członkowskie mają również brać pod uwagę oceny ryzyka opracowywane na gruncie przepisów sektorowych, a nadto kierować się ogólną oceną ryzyka przygotowaną w ramach Unijnego Mechanizmu Ochrony Ludności, w której wykorzystuje się aktualizowane na poziomie unijnym tzw. międzysektorowe zestawienia i mapy różnych rodzajów ryzyka wiążących się z klęskami żywiołowymi i katastrofami spowodowanymi przez człowieka (zob. art. 5 ust. 1 lit. c decyzji 2013/1313/UE). Po trzecie, oceny ryzyka przygotowywane przez same podmioty krytyczne mają być bardzo rozległe i obejmować wszystkie istotne naturalne i spowodowane przez człowieka czynniki ryzyka mogące prowadzić do incydentu, w tym także czynniki ryzyka o charakterze międzysektorowym lub transgranicznym, wypadki, klęski żywiołowe, stany zagrożenia zdrowia publicznego i zagrożenia hybrydowe, zagrożenia związane z konfliktem, przestępstwa terrorystyczne (art. 12 ust. 2 dyrektywy CER). Wyraźnie podkreślono, że takie oceny ryzyka mają uwzględniać stopień zależności innych sektorów (systemów świadczenia usługi kluczowej) od danej usługi kluczowej i odwrotnie, stopień zależności podmiotu krytycznego od usług kluczowych pochodzących od innych systemów, również tych pochodzących z innych państw.

²⁸ Interesująca jest z tego punktu widzenia obserwacja, że działania instytucji politycznych mogą być „katalizatorami” kryzysu. Jako przykład podaje się sytuację w Stanach Zjednoczonych w przededniu kryzysu finansowego lat 2007–2008, gdy polityka instytucji nadzoru finansowego „zachęcała” do stosowania innowacyjnych instrumentów finansowych i w ten sposób przyczyniła się do kryzysu (tak Roubini i Mihm, 2011, s. 53).

IV. Wnioski

Za modnym ostatnio terminem „polikryzys” kryje się idea ze sfery zarządzania ryzykiem, która w gruncie rzeczy zmierza do tego, aby zwrócić uwagę na pewne zagrożenia oraz ryzyka ogólnosystemowe przy założeniu szczególnej reaktywności systemów społecznych na pewne zagrożenia. Zakłada się pewne sprzężenia między systemami społecznymi, które powodują, że zagrożenia czy sytuacje kryzysowe obecne w tych systemach są wzmacniane czy też zyskują dodatkową dynamikę rozwoju. Idea polikryzysu została już rozwinięta koncepcyjnie w nauce przez Michaela Lawrence’a, Scotta Janzwooda i Thomasa Homer-Dixona. Nie wydaje się jednak, żeby za tą koncepcją szła jakaś jakościowa zmiana w zarządzaniu ryzykiem. Od dawna już w analizach różnych rodzajów ryzyka uwzględnia się sprzężenia systemów, zagrożenia pozasystemowe, różne współzależności systemów infrastruktury krytycznej czy świadczenia usług kluczowych. Niemniej jednak nowa koncepcja w pewien sposób zmienia optykę spojrzenia na niektóre zagrożenia, zwraca uwagę na pewne bodźce i znaczenie cechy reaktywności systemów społecznych na bodźce.

Przepisy nowej dyrektywy CER w sprawie odporności podmiotów krytycznych wymagają uwzględniania bardzo rozległego zakresu zagrożeń, skutków, zależności od innych systemów infrastruktury krytycznej i systemów społecznych, w tym również związanych ze zmianami klimatu i praworządnością, a co za tym idzie stwarzają one pole do wykorzystania koncepcji polikryzysów. Niemniej jednak rodzi to pewne obawy, ponieważ wydaje się, że sama koncepcja polikryzysów może zostać „uwikłana” ideologicznie, a wtedy może pojawiać się niebezpieczeństwo przeprowadzania niewłaściwych ocen ryzyka i wprowadzenia nadmiernych, nieproporcjonalnych do zagrożeń środków ochrony.

Bibliografia

- Future Earth, Sustainability in the Digital Age, and International Science Council. (2021). *Global Risks Perceptions Report 2021*. Future Earth Canada Hub. <https://doi.org/10.5281/zenodo.5764288>.
Pozyskano z: <https://futureearth.org/initiatives/other-initiatives/grp-2021report/>
- Kaufman, G.G. i Scott, K.E. (2003). What Is Systemic Risk, and Do Bank Regulators Retard or Contribute to It? *The Independent Review*, 7(3), 371–391.
- Koziół, A. (2021). Nowy plan zwalczania terroryzmu w UE. *Biuletyn PISM Polskiego Instytutu Spraw Międzynarodowych*, (33).
- Lauge, A., Hernantes, J. i Sarriegi, J.M. (2015). Critical infrastructure dependencies: A holistic, dynamic and quantitative approach. *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, 8. 16–23. Pozyskano z: <https://www.sciencedirect.com>
- Lawrence, M., Janzwood, S. i Homer-Dixon, Th. (2022). What Is a Global Polycrisis? And how is it different from a systemic risk? *Siscussion Paper. Cascade Institute*. Pozyskano z: <https://cascadeinstitute.org/technical-paper/what-is-a-global-polycrisis/>
- Lidwa, W., Krzeszowski, W. i Więcek, W. (2010). *Zarządzanie w sytuacjach kryzysowych*. Warszawa: Wydawnictwo Akademii Obrony Narodowej.
- Mazur, M. (1976). *Cybernetyka i charakter*. Warszawa: Wyższa Szkoła Zarządzania i Przedsiębiorczości.
- Morin, E. i Kern, A.B. (1998). *Ziemia – ojczyzna* (tłum. T. Jekielowa). Warszawa: Państwowy Instytut Wydawniczy.

- Nowak, W. (2018). W: C. Banasiński (red.), *Cyberbezpieczeństwo. Zarys wykładu*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Przyborowska-Klimczak, A. (2010). Zagrożenia związane ze zmianami klimatycznymi i przeciwdziałanie ich negatywnym skutkom na forum międzynarodowym. W: J. Symonides (red.), *Świat wobec współczesnych wyzwań i zagrożeń*. Warszawa: Wydawnictwo Naukowe Scholar.
- Roubini, N. i Mihm, S. (2011). *Ekonomia kryzysu* (tł. R. Mitoraj). Warszawa: Wolters Kluwer.
- Sienkiewicz, P. i Świeboda, H. (2016). Zarys teoretycznych podstaw inżynierii systemów bezpieczeństwa. W: J. Gryz (red.), *Zarys teorii bezpieczeństwa państwa*. Warszawa: Wydawnictwo Akademii Obrony Narodowej.
- Sztompka, P. (2002). *Socjologia, Analiza społeczeństwa*. Kraków: Znak.
- Szwarc, K. (2016). Współzależność jako wyzwanie w aspekcie ochrony infrastruktury krytycznej. W: A. Chabasińska, Z. Czachór (red.), *Bezpieczeństwo narodowe Polski. Zagrożenia i determinanty zmian*. Warszawa: Difin.
- Tooze, A. (2022). Chartbook #130 Defining polycrisis – from crisis pictures to the crisis matrix. Pozyskano z: <https://adamtooze.substack.com/p/chartbook-130-defining-polycrisis>
- Tooze, A. (2022a). Welcome to the world of the polycrisis. *Financial Times*, 28 October. Pozyskano z: <https://www.ft.com/content/498398e7-11b1-494b-9cd3-6d669dc3de33>
- Więcek, W. (2010). W: W. Lidwa, W. Krzeszowski i W. Więcek, *Zarządzanie w sytuacjach kryzysowych*. Warszawa: Wydawnictwo Akademii Obrony Narodowej.
- World Economic Forum. (2023). *The Global Risks, Report 2023. 18th Edition*. Pozyskano z: <https://www.weforum.org/reports/global-risks-report-2023/>
- Wróbel, R. (2019). Zarządzanie ryzykiem na potrzeby systemu zarządzania kryzysowego w Polsce w optyce wymagań Mechanizmu Ochrony Ludności. *Zeszyty Naukowe SGSP*, 69(1).
- Zeitlina, J., Nicoliaand, F. i Laffan, B. (2019). Introduction: the European Union beyond the polycrisis? Integration and politicization in an age of shifting cleavages. *Journal of European Public Policy*, 26(7).
- Zieliński, K.R. (2017). *Ochrona ludności. Zarządzanie kryzysowe*. Warszawa: Difin.

Wybrane aspekty unijnych regulacji przyjmowanych w reakcji na kryzys na rynku gazu

Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Unijna interwencja na europejskim rynku gazu
- III. Szczegółowe omówienie przyjętych rozwiązań w zakresie środków (nie)rynkowych
 1. Rozporządzenie 2022/1032
 2. Rozporządzenie 2022/1369
 3. Rozporządzenie 2022/1854
 4. Rozporządzenie 2022/2576
 5. Rozporządzenie 2022/2578
- IV. Podsumowanie

Streszczenie

Celem artykułu jest zaprezentowanie działań podjętych na poziomie unijnym w związku z trwającym kryzysem gazowym oraz próba ich wstępnej oceny. Kryzys, który rozpoczął się już przed atakiem Rosji na Ukrainę miał stanowić działania przygotowawcze pod planowaną inwazję. Kwestie działań Gazpromu zostały przybliżone we wprowadzeniu w taki sposób, żeby czytelnik mógł lepiej zrozumieć kontekst ostatnich wydarzeń stanowiący uzasadnienie dla przyjmowanych regulacji.

W artykule przedstawiono zestaw wybranych najistotniejszych przyjętych środków, mających ograniczyć skutki kryzysu. Jednocześnie podjęto próbę ich oceny z perspektywy skuteczności oraz potencjalnych skutków. Kwestie, takie jak sankcje oraz zagadnienia związane z pomocą publiczną pozostają poza zakresem tej pracy z uwagi na fakt, że każdy z tych tematów mógłby stanowić przedmiot osobnej analizy.

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo energetyczne; art. 194 TFUE; art. 122 TFUE; rozporządzenie SoS; kryzys gazowy.

JEL: K32

* Doktor; radca prawny. ORCID: 0000-0002-1970-8944. Poglądy reprezentowane w niniejszej pracy są prywatnymi poglądami autora.

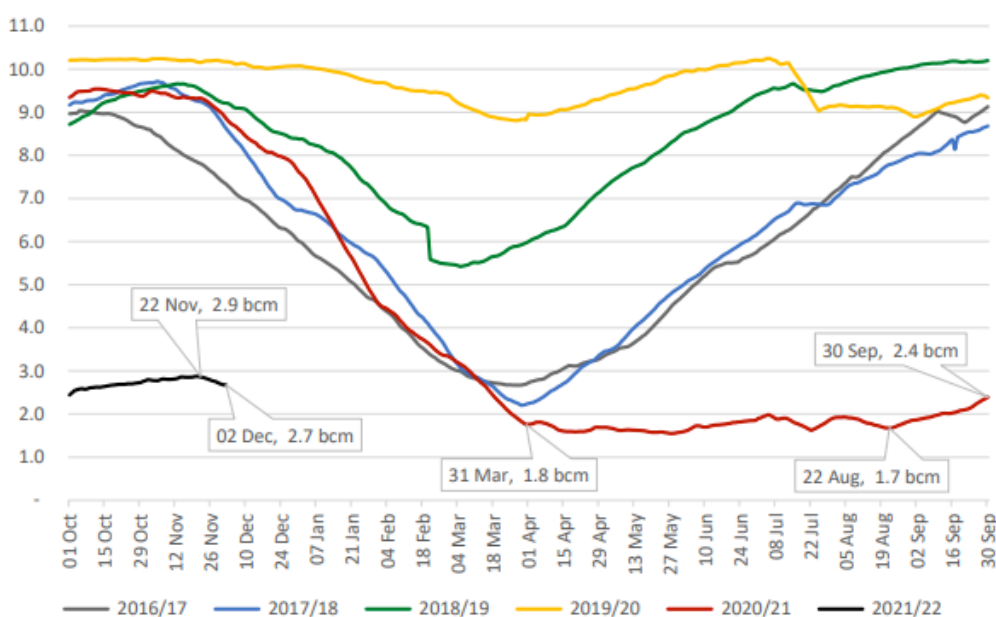
Edition of that article was financed under Agreement Nr RCN/SP/0326/2021/1 with funds from the Ministry of Education and Science, allocated to the "Rozwój czasopism naukowych" programme.

I. Wprowadzenie

Kryzys na rynku gazu bardzo często utożsamiany jest z eskalacją (w lutym 2022 r.) trwającej od 2014 r. wojny w Ukrainie. Jednakże pierwsze symptomy wojny gazowej można było zauważyć już w trzecim kwartale 2021 r., tj. niecałe pół roku przed rozpoczęciem przez Rosję pełnoskalowej inwazji.

W kwietniu 2021 r., kiedy europejska gospodarka przeżywała odbicie po pandemii COVID-19, Gazprom rozpoczął proces ograniczania podaży na europejskim rynku gazu ziemnego. Pierwszym krokiem było zaprzestanie zatłaczania przez Gazprom magazynów gazu ziemnego, kosztem własnych instalacji, przed okresem zimowym, co mogło zwiastować niedobory tego paliwa w sezonie grzewczym.

Wykres 1. Poziom zatłoczenia magazynów Gazprom na przestrzeni lat 2016–2022



Źródło: OIES¹.

Następnie Gazprom zaprzestał dostaw gazu przez rynek spot², zawieszając funkcjonowanie rosyjskiej giełdy gazu oraz zwiększając eksport do Turcji. Działania te w specyficznej popandemicznej rzeczywistości rynkowej spowodowały, że doszło do wzrostu cen na rynku gazu o ponad 500% (Sharples, 2021).

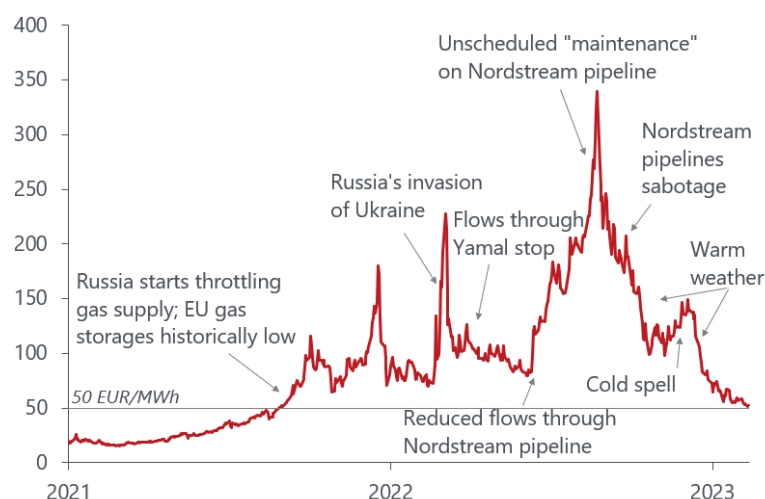
¹ The Oxford Institute For Energy Studies.

² Rynek, na którym transakcje są realizowane najpóźniej w drugim dniu roboczym od momentu ich zlecenia.

Wykres 2. Ceny gazu TTF front month od grudnia 2018 r. do grudnia 2021 r. (EUR/MWh)

Źródło: OIES.

Wydarzenia z ostatniego kwartału 2021 r. stanowiły jedynie początek dalszej eskalacji. Gazprom, w celu wywierania dalszej presji na cenę gazu ograniczył podaż lub zapowiadał jej ograniczenie. Jako przykłady wymienić możemy m.in. wprowadzenie dekretu prezydenckiego dotyczącego tzw. mechanizmu gaz za ruble³ oraz sagę turbin Nord Stream (Stern i in., 2022). W konsekwencji tych wydarzeń, w sierpniu 2022 r. maksymalne ceny na rynku gazu przekroczyły pułap ok. 340 EUR/MWh, osiągając tym samym najwyższe notowane poziomy w historii. W poprzednim dziesięcioleciu ceny mieściły się w przedziale od 5 do 35 EUR/MWh, co oznacza, że europejskie ceny gazu ziemnego osiągnęły poziom o 1000% wyższy niż średnie ceny odnotowywane wcześniej w Unii.

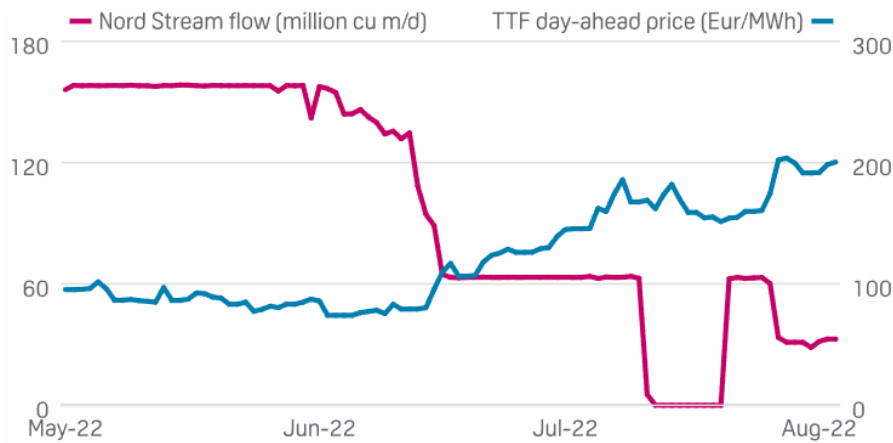
Wykres 3. Ceny gazu TTF front month od stycznia 2021 r. do lutego 2023 r. (EUR/MWh)

Źródło: Oxford Economics/Haver Analytics.

³ Dnia 31 marca 2022 r. prezydent Władimir Putin podpisał dekret wprowadzający mechanizm wymagający zapłaty od kupujących ze wszystkich państw członkowskich UE (i niektórych krajów spoza UE) za gaz rosyjski dostarczony im po 1 kwietnia 2022 r., pośrednio w rublach. Zob. <http://kremlin.ru/events/president/news/68094> (szerzej: Yafimava, 2022).

Zasadne jest zatem pytanie o przyczyny eskalacji na rynku gazu ziemnego jeszcze przed lutym 2022 roku. Odpowiedź wydaje się oczywista – stanowiło to próbę wywarcia przez Rosję, za pomocą Gazpromu, presji na UE⁴ w celu osłabienia woli państw członkowskich (a przynajmniej tych najistotniejszych⁵) do wspierania Ukrainy w trakcie planowanej inwazji.

Wykres 4. Reakcja cen gazu TTF na rynku dnia następnego vs. przepływy Nord Stream



Źródło: S&P Global Comodity Insight.

Jak skuteczny mógł być to środek, pomoże zrozumieć kilka uwag ogólnych związanych z funkcjonowaniem hurtowego rynku gazu. Należy zdać sobie sprawę, jak wiele na przestrzeni ostatnich trzydziestu lat zostało zrobione w celu liberalizacji unijnego rynku gazu. Trzy pakiety dyrektyw na rynku energii elektrycznej i gazu, seria decyzji Komisji Europejskiej (Kamiński, 2022) wymuszających zmiany strukturalne na rynku wraz z rozwojem technologii i postępującą globalizacją doprowadziły do powstania tzw. płynnych hubów gazowych (najbardziej płynne to TTF – holenderski indeks, NBP – brytyjski indeks oraz THE – niemiecki indeks). Ich rolą jest wyznaczenie aktualnej ceny rynkowej, inaczej mówiąc jest to miejsce, gdzie dochodzi do równoważenia się popytu z podażą (Heather, 2021).

W praktyce sprowadza się to do stwierdzenia, że najbardziej płynny rynek wyznacza cenę zakupu surowca na innych rynkach. Ceny, co do zasady, poruszają się w korytarzu – cena gazu na rynku holenderskim powiększona o inne koszty (np. koszty transportu z Holandii do Polski oraz marża). Oznacza to zatem, że cena gazu na giełdzie w Polsce jest w dużym stopniu skorelowana z ceną gazu na giełdzie w Holandii. Dlatego dla ceny gazu na giełdzie w Polsce ma znaczenie cena na giełdzie w Holandii, nie zaś czynniki lokalne, jak np. koszt zakupu gazu, jego importu lub to, że gaz wydobywany jest w kraju. Hurtowa cena gazu w Europie, w tym w Polsce, jest więc ceną rynkową, nie jest kształtowana odkosztowo na podstawie taryfy akceptowanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki⁶.

⁴ Przed wojną ponad 40% gazu importowanego do UE pochodziło z Rosji, do Niemiec ok. 50%. W ostatnim czasie, w wyniku różnych wydarzeń doszło do spadku importu gazu z Rosji do ok. 9%.

⁵ Niemcy jako największe państwo członkowskie UE są również największym odbiorcą gazu w UE, w tym największym odbiorcą rosyjskiego gazu (Seeliger, 2022, s. 1).

⁶ TSUE w wyr. z dnia 10.09.2015 r. (sygn., C-36/14) *Komisja vs. Polsce* stwierdził, że Polska uchybiła obowiązkom państwa członkowskiego poprzez stosowanie cen dostaw zatwierdzanych przez krajowy organ. W związku z powyższym wyrokiem w Polsce miała miejsce detaryfikacja hurtowych cen gazu.

Powyższe warunki niewątpliwie należy ocenić jako sukces w rozwoju jednolitego rynku gazu. Doprowadziły one do powstania transparentnych benchmarków (punktów odniesienia) dla cen surowca, który jeszcze niedawno indeksowany był do ceny ropy lub produktów ropopochodnych (z uwagi na naturalną bliskość wydobycia obu surowców). Niemniej, obecny kryzys na rynku wyraźnie obnażył wady, które legły u podstaw funkcjonowania rynku gazu. Wynikały one z przyjętej faktycznie na poziomie unijnym koncepcji sprowadzającej się do twierdzenia, że wystarczająca jest dywersyfikacja tras dostaw, a nie ich źródeł. Doprowadziło to do sytuacji, w której ponad 40% gazu importowego do UE pochodziło z jednego źródła. W związku z powyższym ograniczenie podaży przez głównego dostawcę mogło wpłynąć w tak dużym stopniu na cenę gazu na unijnym rynku – czego byliśmy świadkami w ostatnim roku.

W konsekwencji kierowanie się wyłącznie aspektem ekonomicznym (gaz rosyjski był najtańszy z perspektywy odbiorców w państwach zachodnich, co powodowało, że nie był opłacalny rozwój innej infrastruktury, jak terminale LNG lub alternatywnych tras importowych) w dziedzinie tak kluczowej, jak energetyka doprowadziło to do stanu, w którym Unia Europejska była wrażliwa na potencjalne zachwiania podażą na rynek gazu, co zostało skrzętnie wykorzystane przez Rosję. W mojej ocenie oczywiście nie można całkowicie pozbawić znaczenia czynników innych poza działaniem rosyjskim, takich jak np. stan gospodarki po pandemii, niemniej nie powinno się podzielić stanowiska, które spotyka się w doktrynie, że jest to suma różnych czynników, która wpłynęła na globalny bilans popytu i podaży, w tym ograniczenie podaży ze strony Rosji (Yafimava, 2023). Tego typu opinie wydają się mieć na celu odwrócenie uwagi od realnych przyczyn, które wygenerowały problem, tj. wykorzystania gazu jako broni w celu wywarcia presji na państwa członkowskie.

Na marginesie, nie jest to bowiem tematem niniejszego artykułu, należy zwrócić uwagę na fakt, że obecny kryzys obnażył jak bardzo powierzchownie i wąsko było interpretowane bezpieczeństwo energetyczne, tj. jedynie w kategorii podażowej – krótkotrwałych przerw w dostawach, braku surowca, a nie ryzyka związanego z kosztem jego nabycia, mimo że w najbardziej znanej definicji bezpieczeństwa energetycznego D. Yergina (2006), aspekt ten jest podkreślany: „celem bezpieczeństwa energetycznego jest zapewnienie odpowiedniego i pewnego poziomu dostaw energii po rozsądnych cenach, w sposób który nie zagraża podstawowym wartościom i celom państwowym”. Tym samym, wiele osób zajmujących się tematyką bezpieczeństwa energetycznego, szukając w nich nowego elementu, zamiast poddać analizie jak dotkliwe mogą być skutki przyjęcia skupienia się na kryzysie jedynie z perspektywy krótkotrwałej przerwy w dostawach, analogicznie jak miało to miejsce w 2009 roku. Ta niefrasobliwość jest dostrzegalna nie tylko w środowisku naukowym, lecz także na poziomie unijnym oraz na najwyższych szczeblach władz państw członkowskich, na co wskazano nawet w samych przyjętych aktach prawnych.

Rysując jedynie szkic wydarzeń z ostatniego półtora roku, warto zwrócić uwagę na działania podejmowane na poziomie unijnym, w celu dokonania ich analizy oraz próby wstępnej oceny. Wojna w Ukrainie ani wojna gazowa pomiędzy Rosją a Unią nie zostały zakończone. Mając świadomość, że dokonana ocena może być przedwczesna, trzeba jednak zmierzyć się z tym zadaniem, nawet jeżeli istnieje ryzyko wyciągnięcia zbyt pochopnych wniosków. Mogą stać się one przyczynkiem

do dalszej eksploracji tematu przez innych autorów, co miejmy nadzieję pozwoli wyciągnąć konstruktywne wnioski na przyszłość.

Działania na poziomie unijnym stanowiące odpowiedź na nieprovokowaną i nieuzasadnioną agresję wojskową Rosji wobec Ukrainy można podzielić na trzy kategorie, tj.: o charakterze sankcyjnym, mechanizmów (nie)rynkowych oraz z zakresu pomocy publicznej. W niniejszym artykule rozważone zostaną jedynie zagadnienia związane z kategorią drugą, ponieważ tematyka sankcji, jak również kwestii zasad udzielania pomocy publicznej zasługują na osobną analizę⁷.

II. Unijna interwencja na europejskim rynku gazu

W związku z drastycznymi skokami cen na giełdach gazu i ich wysoką zmiennością na poziomie UE dostrzeżono potrzebę reakcji. Abstrahując od realnych powodów potrzeby takiej interwencji oraz jej realnych skutków, należy zwrócić uwagę na szereg działań podjętych w celu łagodzenia skutków kryzysu sprowadzających się do przyjęcia następujących aktów prawnych:

- 1) rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/1032 z dnia 29 czerwca 2022 r. w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) 2017/1938 i (WE) nr 715/2009 w odniesieniu do magazynowania gazu (dalej: rozporządzenie 2022/1032);
- 2) rozporządzenia Rady (UE) 2022/1369 z dnia 5 sierpnia 2022 r. w sprawie skoordynowania środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz (dalej: rozporządzenie 2022/1369);
- 3) rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii (dalej: rozporządzenie 2022/1854);
- 4) rozporządzenia Rady (UE) 2022/2576 z dnia 19 grudnia 2022 r. w sprawie zwiększenia solidarności dzięki lepszej koordynacji zakupów gazu, wiarygodnym poziomom odniesienia cen i transgranicznej wymianie gazu (dalej: rozporządzenie 2022/2576);
- 5) rozporządzenia Rady (UE) 2022/2578 z dnia 22 grudnia 2022 r. w sprawie ustanowienia mechanizmu korekty rynku w celu ochrony obywateli Unii i gospodarki przed nadmiernie wysokimi cenami gazu (dalej: rozporządzenie 2022/2578).

Przed analizą poszczególnych aktów należy zwrócić uwagę na traktatową podstawę prawną ich przyjęcia. Wszystkie akty poza pierwszym – rozporządzeniem 2022/1032 – zostały przyjęte na podstawie art. 122 ust. 1 TFUE⁸.

Zgodnie z art. 122 ust. 1 TFUE „[b]ez uszczerbku dla innych procedur przewidzianych w Traktatach, Rada, na wniosek Komisji, może postanowić, w duchu solidarności między Państwami Członkowskimi, o środkach stosownych do sytuacji gospodarczej, w szczególności w przypadku wystąpienia poważnych trudności w zaopatrzeniu w niektóre produkty, zwłaszcza w obszarze energii”. Natomiast decyzja o przyjęciu środka w trybie art. 194 ust. 2 TFUE może zostać podjęta „[b]ez uszczerbku dla stosowania innych postanowień Traktatów, Parlament Europejski i Rada, stanowiąc zgodnie ze zwykłą procedurą ustawodawczą, ustanawiają środki niezbędne do osiągnięcia celów, o których mowa w ustępie 1. Środki te są przyjmowane po konsultacji z Komitetem Ekonomiczno-Społecznym i Komitetem Regionów”.

⁷ W kontekście historycznego aspektu kształtowania i powstawania sankcji autor rekomenduje książkę Nicholasa Mouldera (2022), *The Economic Weapon: The Rise of Sanctions as a Tool of Modern War*.

⁸ Traktat o funkcjonowaniu Unii europejskiej (wersja skonsolidowana) Ustanawiający Europejską Wspólnotę Gospodarczą (Dz. U. 2004 Nr 90, poz. 864/2 z późn. zm.).

Obie podstawy prawne nie zawierają szczegółowych wytycznych co do zakresu ich stosowania. Ich cechą wspólną jest natomiast fakt, że dotyczą one środków z obszaru energetyki. Różnica pomiędzy omawianymi podstawami prawnymi polega, zgodnie z poglądem wyrażonym przez A. Nowaka-Fara (2012), na czasowości wdrażanego środka. Inaczej mówiąc, środki wdrażane na podstawie art. 122 ust. 1 TFUE mogą mieć charakter przejściowy. Z kolei środki przyjmowane na podstawie art. 194 ust. 2 TFUE powinny mieć charakter regulacji kształtujących rynek o charakterze permanentnym. Wydaje się, że takie stanowisko podziela również TSUE, który w wyroku w sprawie *OPAL* stwierdził, że mechanizmy specjalne i kryzysowe mają odmienny charakter i cele niż zasada solidarności energetycznej przewidziana w art. 194 TFUE⁹. Takie stanowisko wydaje się zgodne z aksjologią obu przepisów. Art. 122 TFUE przewiduje uproszczoną procedurę głosowania w celu umożliwienia podejmowania działań mających stanowić bezpośrednią odpowiedź na kryzys w okresie jego trwania, natomiast art. 194 TFUE umożliwia przyjęcie środków jako rozwiązanie permanentne w celu kształtowania rynku.

Do pełnego obrazu sytuacji należy dodać jeszcze kwestie dwóch innych podstaw prawnych, tj. art. 192 ust. 2 lit. c TFUE oraz art. 194 ust. 3 TFUE. Art. 192 ust. 2 lit. c TFUE wskazuje na szczególną procedurę, w przypadku gdy środki wpływają znacząco na wybór państwa członkowskiego między różnymi źródłami energii i ogólną strukturę jego zaopatrzenia w energię. W takiej sytuacji środki przyjmowane są jednomyślnie zgodnie ze specjalną procedurą ustawodawczą i po konsultacji z Parlamentem Europejskim, Komitetem Ekonomiczno-Społecznym i Komitetem Regionów. Zbliżona procedura została również uwzględniona w art. 194 ust. 3 TFUE, zgodnie z którym „[n]a zasadzie odstępstwa od ustępu 2, Rada, stanowiąc zgodnie ze specjalną procedurą ustawodawczą, jednomyślnie i po konsultacji z Parlamentem Europejskim, ustanawia środki, o których mowa w tym ustępie, jeżeli mają one głównie charakter fiskalny”.

W związku z powyższym, pytaniem otwartym pozostaje kwestia czy np. środki fiskalne mogą być przyjmowane w trybie art. 122 ust. 1 TFUE jako środki doraźne mające ograniczyć skutki kryzysu, czy są one zarezerwowane wyłącznie dla art. 194 ust. 3 TFUE. Analogicznie można zastanowić się czy środki wpływające znacząco na wybór państwa członkowskiego między różnymi źródłami energii i ogólną strukturę jego zaopatrzenia w energię w sytuacji reakcji na kryzys mogą zostać przyjęte w oparciu o art. 122 ust. 1 TFUE.

Art. 192 ust. 2 TFUE stanowi wyjątek od zasady ogólnej, a przepisy, które mają charakter wyjątku od zasady, muszą być interpretowane w sposób ścisły (Nowacki i Przyborowska, 2012, art. 192). Oznacza to, że szeroka wykładnia art. 192 ust. 2 akapit pierwszy lit. c TFUE mogłaby skutkować tym, że stosowanie specjalnej procedury ustawodawczej, mającej charakter wyjątku przewidzianego w TFUE, stałoby się regułą. TSUE w sprawie *Polska vs. Parlament i Rada*¹⁰ zwraca ponadto uwagę, że ocena skutków dla polityki energetycznej państwa członkowskiego wywieranych przez akt Unii nie stanowi elementu, który powinien być oceniany w oderwaniu od celu lub treści tego aktu lub na zasadzie odstępstwa od nich. W konsekwencji TSUE uznał, że wyjątek z art. 192 ust. 2 lit. c TFUE znajdzie zastosowanie jedynie w sytuacji, gdy z celu i treści aktu wynika, że pierwszym zamierzonym rezultatem tego aktu jest wywarcie znaczącego wpływu

⁹ Wyr. TSUE z dn. 20.09.2019 r. w sprawie *OPAL, Rzeczpospolita Polska vs. Komisji*, sygn. T-883/16, s. 69–73.

¹⁰ Wyr. TSUE z dn. 21.06.2018 r. w sprawie *Rzeczpospolita Polska vs. Parlamentowi Europejskiemu i Radzie UE*, sygn. C-5/16.

na wybór państwa członkowskiego między różnymi źródłami energii i na ogólną strukturę jego zaopatrzenia w energię¹¹.

Takie stanowisko może budzić wątpliwości. W praktyce każdy akt prawny może wywoływać realnie, obok zamierzonych celów, inne skutki lub może być środkiem do osiągnięcia jakiegoś celu, np. cel redukcji emisji CO₂ można osiągnąć poprzez zmianę źródeł zaopatrzenia w energię. Należy jednak zwrócić uwagę, że zbyt szeroka dopuszczalność stosowania art. 192 ust. 2 lit. c może doprowadzić do całkowitego paraliżu decyzyjnego z uwagi na obowiązek podejmowania decyzji jednogłośnie. Niemniej wydaje się, że stanowisko, zgodnie z którym badany jest jedynie zamiar, a nie skutek regulacji prowadzi do wypaczenia zasad stosowania art. 192 ust. 2 lit. c TFUE.

W opinii autora art. 122 ust. 1 TFUE nie został zawężony jedynie do środków o charakterze niefiskalnym lub środków niemających znaczącego wpływu na wybór przez państwo członkowskie źródeł energii. *A contrario*, wydaje się, że również środki fiskalne i mające wpływ na źródła zaopatrzenia mogą być podjęte na tej podstawie prawnej, o ile związane są one z wystąpieniem poważnych trudności w zaopatrzeniu w niektóre produkty, zwłaszcza w obszarze energii.

Jak widać na powyższym przykładzie, w gąszczu różnych przepisów mogących stanowić podstawę działań Unii bardzo łatwo może dojść do kolizji ich stosowania. Problem powstaje w sytuacji, gdy z jednej strony organy UE próbują forsować wdrożenie rozwiązań w nieadekwatnym trybie w celu ominięcia obowiązku jednomyślności wbrew woli, np. pojedynczych państw członkowskich. Z drugiej zaś – należy zagwarantować efektywność osiągnięcia celów w ramach Unii. Pogodzenie takich dwóch wartości nigdy nie jest łatwe.

Na wyżej wskazane wątpliwości wskazuje Rzeczpospolita Polska. W odniesieniu do rozporządzenia 2022/1854 argumentuje, że „Komisja Europejska nie uzasadniła w wystarczającym stopniu, że proponowane przez nią nowe środki, w szczególności tzw. »opłata solidarnościowa«, nie stanowi środków o charakterze fiskalnym. Rzeczpospolita stoi na stanowisku, że głosowanie w Radzie UE dot. środków, które mają głównie charakter fiskalny, w rozumieniu art. 194 ust. 3 TFUE, musi odbywać się zgodnie z tym postanowieniem poprzez stanowienie przez Radę zgodnie ze specjalną procedurą prawodawczą, jednomyślnie i po konsultacji z Parlamentem Europejskim, nie zaś w trybie głosowania większością kwalifikowaną”¹².

Analogiczne wątpliwości zostały zgłoszone również w odniesieniu do rozporządzenia 2022/1369, gdzie wskazano, że rozporządzenie powinno zostać przyjęte w procedurze wskazanej w trybie z art. 192 ust. 2 lit. c TFUE z uwagi na fakt, że ograniczają wykorzystanie środków energii, w sposób taki, że wpływają na wybór źródeł energii państw członkowskich.

Tym samym w ocenie autora możliwe było wdrożenie ww. aktów prawnych w oparciu o art. 122 ust. 1 TFUE z uwagi na ich intertemporalny charakter i bezpośrednie powiązanie z kryzysem na rynku energii. Niemniej z zainteresowaniem należy przyglądać się rozstrzygnięciu sprawy *Polska vs. Rada Unii Europejskiej* (sygn. C-675/22) skierowanej do TSUE w związku zaskarżeniem przez Rząd RP rozporządzenia 2022/1369, licząc, że wyrok w tej sprawie pozwoli doprecyzować niejasne zasady stosowania podstaw prawnych do wydawanych rozporządzeń.

¹¹ Ibidem, s. 42–46

¹² Oświadczenie Rzeczypospolitej Polskiej do głosowania w procedurze pisemnej z dnia 6 października 2022 r. Pozyskano z: https://eur-lex.europa.eu/procedure/EN/2022_289.

III. Szczegółowe omówienie przyjętych rozwiązań w zakresie środków (nie)rynkowych

1. Rozporządzenie 2022/1032

Przyjęcie rozporządzenia 2022/1032 w czerwcu 2022 r. wynikało z oceny sytuacji na rynku gazu, która wskazała, że główną przyczyną ówczesnych problemów był brak wystarczającego zatłoczenia magazynów gazu w Niemczech, Austrii, Czechach i Holandii należących do spółek zależnych Gazpromu (Sharples, 2022). Informacja o tym, że Europa może wejść w sezon zimowy z najniższym historycznie stanem magazynów powodowała nerwowe ruchy uczestników na europejskim rynku gazu, co wpływało w sposób znaczny na poziom cen. Fakt ten został odnotowany w treści rozporządzenia 2022/1032, gdzie wskazano, że „[c]hociaż w przeszłości miały miejsce krótkotrwałe przerwy w dostawach gazu, istnieje szereg czynników odróżniających sytuację w 2022 r. od poprzednich kryzysów dotyczących bezpieczeństwa dostaw gazu. Eskalacja rosyjskiej agresji wojskowej wobec Ukrainy od lutego 2022 r. doprowadziła do bezprecedensowego wzrostu cen. Te podwyżki cen prawdopodobnie zasadniczo zmienią motywację do napełniania podziemnych magazynów gazu w Unii”.

Tym samym, w celu zabezpieczenia sytuacji na rynku gazu przed okresem zimowym oraz ogólnego zmniejszenia presji cenowej (w momencie zatłoczenia popyt był zwiększony, presja cenowa była zatem większa), przyjmując ww. rozporządzenie, stwierdzono, że proporcjonalnym rozwiązaniem będzie zobowiązanie poszczególnych państw członkowskich do wdrożenia środków służących zatłoczeniu magazynów gazu do co najmniej 90% ich pojemności (na poziomie państw członkowskich) do dnia 1 listopada każdego roku (cel w zakresie napełnienia), przy czym cele pośrednie dla każdego państwa członkowskiego wyznaczono na maj, lipiec, wrzesień i luty (trajektoria napełnienia) następnego roku. Obowiązek osiągnięcia celu w zakresie napełnienia podziemnych magazynów gazu na terytorium miałby nieproporcjonalny wpływ na niektóre państwa członkowskie, dysponujące znacznymi pojemnościami podziemnych magazynów gazu. W celu odzwierciedlenia tej sytuacji obowiązek ich napełnienia gazu należy zmniejszyć do 35% ich średniego rocznego zużycia gazu w ciągu poprzednich pięciu lat. Rok 2022 potraktowano w sposób uprzywilejowany z uwagi na czas, jaki pozostał państwom członkowskim do wdrożenia niezbędnych środków, tym samym cel w zakresie napełnienia w pierwszym roku wynosił 80%, z odpowiednio niższymi pośrednimi celami napełnienia.

Rozwiązanie to wprowadza obowiązek utworzenia zapasów gazu ziemnego przed sezonem zimowym aż do poziomu 90% zatłoczenia magazynów, co paradoksalnie w przypadku wysokich cen gazu będzie generowało dodatkową presję na jego cenę. Oznacza to, że przyjęty środek może doprowadzić do zaognienia kryzysu, a nie od niego uchronić. Inaczej mówiąc, rozwiązanie, które miało spowodować, że gaz zostanie zatłoczony do magazynów przed zimą, co pozwoli uniknąć braków w podaży w okresie zimowym, może potencjalnie spowodować, że w specyficznych okolicznościach dojdzie do zwiększenia popytu, a w konsekwencji nie uda się zatłoczyć magazynów gazu do wymaganych poziomów, właśnie z uwagi na zbyt wysoką cenę gazu, która będzie podbijana poprzez przedsiębiorstwa próbujące zrealizować niniejszy obowiązek. Dlatego kluczowe w perspektywie przyszłej zimy jest z jakim poziomem zatłoczenia instalacji magazynowych

państwa członkowskie wyjdą z zimy 2022/2023 oraz będą wychodzić w kolejnych latach, kiedy rozporządzenie 2022/1032 pozostanie w mocy.

Kolejnym środkiem odpowiadającym na to samo zagrożenie – brak kontroli nad infrastrukturą, a konkretnie instalacjami magazynowymi – było wprowadzenie obowiązku certyfikacji operatorów systemu magazynowania. Jak wskazano w preambule do rozporządzenia 2022/1032, „[w] sieci systemów magazynowania konieczne są dodatkowe zabezpieczenia, aby uniknąć zagrożeń dla porządku publicznego i bezpieczeństwa publicznego w Unii lub dla dobrobytu obywateli Unii. Państwa członkowskie powinny zapewniać, aby każdy operator systemu magazynowania – w tym operatorzy systemu magazynowania kontrolowani przez operatorów systemu przesyłowego – był certyfikowany przez krajowy organ regulacyjny lub przez inny właściwy organ wyznaczony przez państwo członkowskie w celu zapewnienia, aby wpływ na operatorów systemu magazynowania nie zagrażał bezpieczeństwu dostaw energii ani jakimkolwiek innemu podstawowemu interesowi bezpieczeństwa w Unii lub w jakimkolwiek państwie członkowskim [...]”. Opierając się na tak jasno wyrażonej intencji, zobowiązano państwa członkowskie do zapewnienia, aby każdy operator systemu magazynowania był certyfikowany. Rozporządzenie wyróżnia dwie grupy operatorów. Pierwsza grupa to operatorzy, wobec których potrzebne były działania natychmiastowe, tj. operatorzy eksploatujący podziemne magazyny gazu o pojemności powyżej 3,5 TWh, których wszystkie instytucje magazynowe były napełnione w dniu 31 marca 2021 r. i w dniu 31 marca 2022 r. na poziomie wynoszącym średnio mniej niż 30% ich maksymalnej pojemności do dnia 1 lutego 2023 roku. Drugą grupę stanowią natomiast instalacje z grupy obniżonego ryzyka poniżej tego kryterium. Dla tych podmiotów instytucja certyfikująca ma czas na certyfikację do dnia 2 stycznia 2024 roku.

Przyznając certyfikat, regulator analizuje zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii w Unii, biorąc pod uwagę wszelkie zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu na poziomie krajowym, regionalnym lub ogólnounijnym, a także wszelkie łagodzenie takich zagrożeń wynikające między innymi z:

- a) własności, dostaw lub innych stosunków handlowych, które mogłyby negatywnie wpłynąć na motywację i zdolność operatora systemu magazynowania do napełnienia podziemnego magazynu gazu;
- b) praw i zobowiązań Unii wobec państwa trzeciego, wynikających z prawa międzynarodowego, w tym również z umowy zawartej z jednym lub większą liczbą państw trzecich, której stroną jest Unia i która dotyczy kwestii bezpieczeństwa dostaw energii;
- c) praw i zobowiązań danych państw członkowskich wobec państwa trzeciego, wynikających z umów zawartych przez dane państwa członkowskie z jednym lub większą liczbą państw trzecich, w zakresie, w jakim umowy te są zgodne z prawem unijnym; lub
- d) wszelkich innych szczególnych faktów i okoliczności danej sprawy.

Przed przejściem do analizy samych przesłanek należy wskazać na zasadniczą różnicę w założeniach dotyczących certyfikacji operatora systemu magazynowania a operatora systemu przesyłowego. W przypadku tych drugich przewidziano bowiem dwa tryby certyfikacji (art. 9 i 11 dyrektywy gazowej¹³). Pierwszy tryb wprowadza obowiązek tzw. *unbundlingu*, tj. obowiązek

¹³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (dalej: dyrektywa gazowa).

zachowania niezależności operatorskiej od pozostałej działalności rynkowej. Natomiast art. 11 wprowadza osobny obowiązek certyfikacji, w przypadku gdy o certyfikację zwraca się właściciel systemu przesyłowego lub operator systemu przesyłowego z krajów trzecich. Rozwiązanie to potocznie nazywane jest „klauzulą Gazprom” (Zajdler, 2011)¹⁴. W przypadku operatora systemu magazynowania należy uznać, że certyfikacja nie dotyczy kryterium niezależności operatorskiej w rozumieniu z art. 9 dyrektywy gazowej, a bardziej szeroko rozumianej gwarancji bezpieczeństwa zbliżonej do kryteriów wskazanych w art. 11.

Analizując poszczególne przesłanki, w pierwszej kolejności należy wskazać, w jakim kontekście regulator powinien je oceniać. Zgodnie z tym przepisem ocenie podlega zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw na poziomie krajowym, regionalnym lub ogólnounijnym. Inaczej mówiąc, przesłanki wskazane w lit. a–c powinny podlegać analizie wyłącznie w kontekście bezpieczeństwa dostaw, a nie niezależności operatorskiej, o ile kwestia ta nie wpływa na bezpieczeństwo dostaw. W tym względzie należy podkreślić znaczenie lit. a), zgodnie z którą uwzględnia się m.in. takie czynniki, jak: własność, dostawy lub inne stosunki handlowe, które mogłyby negatywnie wpłynąć na motywację i zdolność operatora systemu magazynowania do napełnienia podziemnego magazynu gazu.

Przesłanka ta została skonstruowana w sposób umożliwiający dokładnie odzwierciedlenie sytuacji części państw członkowskich (m.in. Niemiec i Austrii) gazu, gdzie Gazprom pośrednio pozostawał właścicielem instalacji magazynowych i utrzymywał niski poziom zatłoczenia magazynów. W związku z tym powiązano kwestię własności operatora systemu magazynowania z kwestią zdolności napełnienia podziemnych magazynów gazu. Przesłanka ta odstaje od założeń funkcjonowania rynku usług magazynowych w Polsce, ponieważ operatorzy nie napełniają instalacji magazynowych, a jedynie oferują usługi magazynowe na zasadach niedyskryminacyjnego dostępu w oparciu o stawki akceptowane w taryfie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Oznacza to, że w naszych warunkach operator odpowiada za poziom zatłoczenia jedynie w zakresie, w jakim decyduje o modelu świadczonych usług oraz o wysokości stawek i opłat w taryfie, która jest ostatecznie akceptowana przez regulatora. Inaczej sprawa wygląda w Niemczech, gdzie dostęp do instalacji magazynowych negocjuje się na podstawie stawek rynkowych. Ta drobna różnica może teoretycznie prowadzić do stosowania obstrukcji przez operatorów systemu magazynowania, poprzez stosowanie wygórowanych warunków cenowych. Tym samym w warunkach polskich ciężko jest sobie wyobrazić sytuację, w której to powstają negatywne okoliczności do zdolności operatora do zatłoczenia instalacji magazynowych.

Jednocześnie instytucja certyfikująca wyposażona została w daleko idące kompetencje względem podmiotów, które w jej ocenie nie spełniają warunków niezbędnych do certyfikacji. W pierwszej kolejności w przypadku gdy osoba, która bezpośrednio lub pośrednio kontroluje lub wykonuje jakiegokolwiek prawa względem operatora systemu magazynowania mogłaby zagrozić bezpieczeństwu dostaw energii lub podstawowym interesom bezpieczeństwa Unii lub któregośkolwiek państwa członkowskiego, instytucja certyfikująca odmawia wydania certyfikacji. Alternatywnie, instytucja certyfikująca może wydać decyzję w sprawie certyfikacji z zastrzeżeniem warunków mających na celu wystarczające złagodzenie zagrożeń, które mogłyby negatywnie wpłynąć na

¹⁴ Na marginesie można wtrącić, że nie jest to jedyne rozwiązanie w prawie UE, którego przyjęcie wynikało z działalności Gazpromu lub spółek zależnych. Zob. nowelizacja dyrektywy 2009/73/WE doprecyzowująca zakres jej stosowania w taki sposób żeby objąć Nord Stream II.

napęłnianie podziemnych magazynów gazu oraz pod warunkiem, że wykonalność warunków można w pełni zapewnić poprzez skuteczne wprowadzenie w życie i monitorowanie. Warunki takie mogą obejmować w szczególności zobowiązanie właściciela systemu magazynowania lub operatora systemu magazynowania do przekazania zarządzania systemem magazynowania. Natomiast w przypadku, gdy instytucja certyfikująca uzna, że zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw gazu nie można złagodzić w drodze warunków, w tym poprzez zobowiązanie właściciela systemu magazynowania lub operatora systemu magazynowania do przekazania zarządzania systemem magazynowania, i w związku z tym odmawia certyfikacji, instytucja certyfikująca:

- a) zobowiązuje właściciela systemu magazynowania lub operatora systemu magazynowania lub osobę, którą uważa za mogącą zagrozić bezpieczeństwu dostaw energii lub podstawowym interesom bezpieczeństwa Unii lub któregośkolwiek państwa członkowskiego, do zbycia udziałów lub praw, które posiadają w odniesieniu do własności systemu magazynowania lub własności operatora systemu magazynowania oraz do określenia terminu takiego zbycia;
- b) zarządza, w stosownych przypadkach, środki tymczasowe w celu zapewnienia, aby taka osoba nie była w stanie sprawować kontroli ani wykonywać praw względem tego właściciela systemu magazynowania lub operatora systemu magazynowania do czasu zbycia udziałów lub praw; oraz
- c) zapewnia odpowiednie środki wyrównawcze zgodnie z prawem krajowym.

Podsumowując, należy wskazać, że w rozporządzeniu 2022/1032 wprowadzono dwa główne mechanizmy – europejski obowiązek zapasów obowiązkowych oraz obowiązek certyfikacji operatora systemu magazynowania. Oba rozwiązania mają *de facto* wyeliminować element ryzyka związany potencjalnym brakiem zatłoczenia magazynów przed sezonem zimowym, co jak się okazało może wygenerować olbrzymią presję na cenę gazu od strony podaźowej. Niemniej, nie można nie zauważyć, że funkcjonowanie tych instrumentów może okazać się przeciwnie skutecznym względem zamierzonych celów. Wydaje się, że sama certyfikacja operatorów systemu magazynowania, o ile zostanie przeprowadzona skutecznie, tj. gdy dojdzie do ograniczenia wpływu podmiotów z państw trzecich na infrastrukturę, sprawi, że podobne sytuacje nie będą się mogły powtórzyć. Niemniej, trzeba mieć świadomość, że jest to zadanie bardzo wymagające. Ponadto podkreślenia wymaga fakt, że pierwszy rok realizacji obowiązku zakończył się sukcesem, a obecny poziom cen gazu na rynku nastraja pozytywnie przed kolejnym rokiem realizacji obowiązku¹⁵.

2. Rozporządzenie 2022/1369

Kolejną reakcją wywołało dalsze ograniczanie podaży na rynku gazu przez Rosję, która zaczęła aktywnie wpływać na dostępność surowca. Doszło do eskalacji podejmowanych działań, już nie tylko pośrednio, jak w pierwszym okresie (brak zatłaczania magazynów, mimo realizacji wszystkich zobowiązań kontraktowych), lecz także poprzez wprowadzenie tzw. mechanizmu gaz za ruble, co spowodowało przerwy w dostawach oraz ograniczanie dostaw *via* Nord Stream z uwagi na rzekome przeglądy techniczne¹⁶. W tamtym momencie cały świat mógł śledzić poprzez

¹⁵ Strona Komisji z bieżącą informacją o poziomie zatłoczenia magazynów państw członkowskich: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/gas-storage-capacity/>.

¹⁶ Kwestia ta była opisywana detalicznie np. przez Ośrodek Studiów Wschodnich w: <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2022-07-20/kwestia-przywrocenia-dostaw-gazu-przez-nord-stream-1> lub <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2022-07-15/zatrzymanie-gazociagu-nord-stream-1>.

media społecznościowe, co działa z turbinami serwisowanymi w Kanadzie oraz jaki kolejny pretekst wymyślą Rosjanie, żeby nie przywrócić dostaw przed sezonem zimowym, m.in. w celu utrudnienia realizacji obowiązku zapasowego wskazanego w rozporządzeniu 2022/1032. Reakcją Unii na działania Gazpromu było przyjęcie w sierpniu 2022 r. rozporządzenia 2022/1369, którego celem było zmniejszenie popytu na gaz w sezonie zimowym 2022–2023 w obawie przed ryzykiem całkowitego wstrzymania dostaw rosyjskiego gazu. Z założenia akt ten ma obowiązywać jedynie rok, ale może zostać przedłużony na kolejny okres, w przypadku gdy Komisja po dokonaniu przeglądu (do dnia 1 maja 2023 r.) ogólnej sytuacji w zakresie dostaw gazu do Unii przedstawi Radzie sprawozdanie z głównych jego ustaleń¹⁷. Na podstawie tego sprawozdania Komisja może w szczególności zaproponować przedłużenie okresu stosowania niniejszego rozporządzenia.

Na gruncie art. 3 rozporządzenia 2022/1369 wprowadzono obowiązek dobrowolnego zmniejszenia zapotrzebowania. Zgodnie z ww. przepisem państwa członkowskie dokładają wszelkich starań, aby zmniejszyć swoje zużycie gazu w okresie od dnia 1 sierpnia 2022 r. do dnia 31 marca 2023 r. o co najmniej 15% w porównaniu ze swoim średnim zużyciem gazu w okresie od dnia 1 sierpnia do dnia 31 marca w ciągu pięciu kolejnych lat poprzedzających dzień wejścia w życie niniejszego rozporządzenia („dobrowolne zmniejszenie zapotrzebowania”).

Jednocześnie stwierdzono, że dobrowolne środki mogą być niewystarczające do zmniejszenia zapotrzebowania. Tym samym w art. 4 rozporządzenia 2022/1369 przewidziano możliwość wprowadzenia przez Radę – na wniosek Komisji – unijnego stanu alarmowego w drodze decyzji wykonawczej. Przed przedstawieniem takiego wniosku Komisja powinna przeprowadzić konsultacje z właściwymi grupami ryzyka określonymi w załączniku I rozporządzenia SoS¹⁸ oraz Grupą Koordynacyjną ds. Gazu (GKG) ustanowioną na mocy tego rozporządzenia.

Komisja zobowiązana jest do przedstawienia wniosku w dwóch sytuacjach, gdy:

- a) uzna, że istnieje znaczne ryzyko poważnego niedoboru dostaw gazu lub w przypadku, gdy występuje nadzwyczajnie wysokie zapotrzebowanie na gaz, w odniesieniu do którego środki, o których mowa w art. 3, nie są wystarczające i które powoduje znaczące pogorszenie się sytuacji w zakresie dostaw gazu w Unii, ale rynek nadal jest w stanie zniwelować to zakłócenie bez konieczności stosowania środków nierynkowych (art. 4 ust. 2 rozporządzenia 2022/1369);
- b) wystąpi o to co najmniej pięć właściwych organów, które na poziomie krajowym ogłosiły stan alarmowy zgodnie z art. 11 ust. 1 lit. b) rozporządzenia SoS (art. 4 ust. 3 rozporządzenia 2022/1369).

Unijny stan alarmowy należy ogłaszać jedynie w przypadku, gdy dobrowolne środki zmniejszające zapotrzebowania okażą się niewystarczające do wyeliminowania ryzyka poważnego niedoboru dostaw. Podkreślić należy, że wprowadzony unijny stan alarmowy jest niezależny od stanów przewidzianych w rozporządzeniu SoS, gdzie wprowadzono 3 stany kryzysowe, tj. alarmowy, wczesnego ostrzeżenia i nadzwyczajny. Tym samym możliwe jest wdrożenie unijnego stanu alarmowego bez wdrażania stanu nadzwyczajnego w poszczególnych państwach lub takiego

¹⁷ Dn. 20.03.2023 r. Komisja zapowiedziała propozycję przedłużenia rozporządzenia 2022/1369 na kolejny rok.

¹⁸ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (dalej: rozporządzenie SoS).

stanu na poziomie regionu lub UE. Wdrożenie ich jest całkowicie niezależne, chociaż można założyć, że ogłoszenie unijnego stanu alarmowego będzie poprzedzało stan nadzwyczajny w regionie lub w Unii zgodnie z art. 12 ust. 1 rozporządzenia SoS, z uwagi, że jego skutki są dalej idące (Yafimava, 2023).

W przypadku ogłoszenia przez Radę unijnego stanu alarmowego, każde państwo członkowskie zmniejsza swoje zużycie gazu. Zgodnie z art. 5 ust. 2 rozporządzenia 2022/1369 do celów obowiązkowego zmniejszenia zapotrzebowania, przez cały okres obowiązywania unijnego stanu alarmowego zużycie gazu w każdym państwie członkowskim w okresie od dnia 1 sierpnia 2022 r. do dnia 31 marca 2023 r. (dalej: okres zmniejszenia) ma być o 15% niższe od referencyjnego zużycia gazu. Wszelkie zmniejszenia zapotrzebowania osiągnięte przez państwa członkowskie w okresie przed ogłoszeniem unijnego stanu alarmowego uwzględnia się do celów obowiązkowego zmniejszenia zapotrzebowania. Niemniej, przy tak skonstruowanym obowiązku pozostaje wiele wątpliwości, np. w jakim okresie państwo członkowskie powinno osiągnąć cel – czy przez cały okres obowiązywania unijnego stanu alarmowego, czy jednak w okresie zmniejszenia? Jak należy interpretować pojęcie „zmniejszenia osiągnięte przed okresem ogłoszenia unijnego stanu alarmowego”. Czy mowa tutaj o terminie w ramach okresu zmniejszenia czy jedynie od początku okresu roku kalendarzowego? Ponadto w doktrynie podnosi się, że istnieją wątpliwości dotyczące tego czy taki środek może być w ogóle być skuteczny, czy państwa członkowskie będą posiadały wystarczająco dużo czasu na reakcję w celu podjęcia środków niezbędnych do ograniczenia popytu w przypadku wprowadzenia unijnego stanu alarmowego? (Yafimava, 2023). Miejmy nadzieję, że powyższe wątpliwości pozostaną zagadnieniami teoretycznymi, ponieważ nie zajdzie nigdy potrzeba ogłoszenia unijnego stanu alarmowego.

Jednocześnie rozporządzeniem 2022/1369 wprowadzono normę kompetencyjną dla państw członkowskich w celu umożliwienia im przyjęcia środków mających doprowadzić do ograniczenia popytu. Wszelkie środki wprowadzane przez państwa członkowskie w celu osiągnięcia zmniejszenia zapotrzebowania muszą być zgodne z prawem unijnym, a w szczególności z rozporządzeniem SoS. W szczególności takie środki powinny być konieczne, jasno określone, przejrzyste, proporcjonalne, niedyskryminacyjne i weryfikowalne oraz nie powinny nadmiernie zakłócać konkurencji i prawidłowego funkcjonowania rynku wewnętrznego gazu ani zagrażać bezpieczeństwu dostaw gazu do innych państw członkowskich lub do Unii.

W porównaniu ze środkami przewidzianymi w rozporządzeniu 2022/1032 powyższe rozporządzenie jest środkiem o zupełnie innych charakterze. Stanowi podstawę do podjęcia ewentualnych działań po tym, gdy dobrowolna redukcja konsumpcji okaże się niewystarczająca. Oznacza to, że decydenci przyjmujący ten akt kierowali się nadzieją, że warunki rynkowe wywołają dobrowolne ograniczenie w poborze gazu po stronie odbiorców. Jak widać, nie pomylili się, gdyż ogłoszenie takiego stanu nie było potrzebne nawet w momencie, kiedy dostawy do UE *via* Nord Stream zostały całkowicie wstrzymane, ponieważ spadek podaży na rynku w tym okresie udało się częściowo skompensować zwiększonymi dostawami LNG oraz w mniejszym stopniu z Norwegii¹⁹.

¹⁹ Raport ACER dot. przedwstępnej oceny mechanizmu korekty rynku. Pozyskano z: www.acer.europa.eu.

Tym samym, można pokusić się o hipotezę, że rozporządzenie celowo miało walor quasi-pozorny w celu uspokojenia rynku, a nie wywarcia realnych skutków prawnych, przy czym jednocześnie dało ono twarde narzędzie regulacyjne w postaci możliwości ogłoszenia unijnego stanu alarmowego w przypadku, gdyby sytuacja na rynku przekroczyła granice rozumiane jako stabilność pokrycia zapotrzebowania. Na ten moment w Polsce nie przewidziano środków implementujących to rozporządzenie umożliwiających administracyjne ograniczenie popytu.

3. Rozporządzenie 2022/1854

Istotnym aspektem kryzysu jest uzyskiwanie przez producentów surowców nadzwyczajnie wysokich zysków. Podmioty działające w branży *upstream* stały się beneficjentem wojny z uwagi na wysokie ceny surowców. Taka sytuacja w odbiorze społecznym zaczęła się jawić jako niesprawiedliwa. Tym samym na popularności zyskiwało hasło ich opodatkowania. Odpowiedzią na taki postulat było wprowadzenie w październiku 2022 r. rozporządzenia 2022/1854. Na jego mocy zobowiązano państwa członkowskie do implementacji umożliwiającej pobieranie od unijnych przedsiębiorstw i stałych zakładów generujących co najmniej 75% obrotu z działalności w sektorze ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla i rafinacji, które odnotowały wzrost zysków na skutek nagłych i nieprzewidywalnych okoliczności spowodowanych przez wybuch wojny napastniczej Rosji przeciwko Ukrainie i przekazanie części tych środków do dalszej redystrybucji w celu zapewnienia, aby zainteresowane przedsiębiorstwa, które osiągnęły nadwyżki zysków w wyniku nieoczekiwanych okoliczności, przyczyniały się proporcjonalnie do poprawy sytuacji na rynku wewnętrznym objętym kryzysem energetycznym²⁰.

Zgodnie z art. 14 ust. 1 rozporządzenia 2022/1854 nadwyżki zysku wytworzone przez unijne przedsiębiorstwa i stałe zakłady z działalności w sektorze ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla i rafinacji podlegają obowiązkowej tymczasowej składce solidarnościowej, chyba że państwa członkowskie wprowadziły równoważne środki krajowe. Oznacza to, że mechanizm przewidziany w art. 14 i n. znajduje zastosowanie bezpośrednio, o ile państwo członkowskie nie wdroży rozwiązania alternatywnego. Termin na wdrożenie tego rozwiązania upływał wraz z końcem 2022 roku. Tym samym należy zastanowić się, co w sytuacji gdy państwo członkowskie nie implementowało takiego środka, czy zobowiązane przedsiębiorstwa powinny samodzielnie uiszczać taką składkę lub przynajmniej zabezpieczyć środki w celu zawiązania rezerwy na taką okoliczność²¹?

Tymczasową składkę solidarnościową oblicza się na podstawie dochodu podlegającego opodatkowaniu, określonego zgodnie z krajowymi przepisami podatkowymi, w roku podatkowym 2022 lub w roku podatkowym 2023 i przez cały okres ich trwania, wykraczającego poza 20% wzrost średniego dochodu podlegającego opodatkowaniu, ustalonego zgodnie z krajowymi przepisami podatkowymi, w czterech latach podatkowych rozpoczynających się w dniu 1 stycznia 2018 r. lub później. Jeżeli średni dochód podlegający opodatkowaniu w tych czterech latach podatkowych jest ujemny, do celów obliczenia tymczasowej składki solidarnościowej średni dochód podlegający opodatkowaniu wynosi zero.

²⁰ Preambuła do Rozporządzenia 2022/1854, s. 50–51.

²¹ Z informacji prasowych wynika, że polski rząd dopiero planuje wprowadzić taki podatek, mimo zakwestionowania podstawy prawnej do przyjęcia takiego aktu. Zob. <https://wysokienapiecie.pl/82177-podatek-od-zyskow-firm-naftowych-i-weglowych/>.

Jednocześnie art. 17 ust. 1 rozporządzenia 2022/1854 precyzyjnie wskazuje wyłącznie na jakie cele mogą zostać przeznaczone środki uzyskane ze składki solidarnościowej. Co do zasady są to cele mające ograniczyć skutki kryzysu poprzez np. przyznanie środków wsparcia dla końcowych odbiorców energii.

4. Rozporządzenie 2022/2576

W związku z dalszą niepewnością funkcjonowania rynku gazu oraz spodziewanym pogorszeniem się sytuacji w sezonie zimowym przyjęto rozporządzenie 2022/2576. Jak wskazano w preambule do ww. aktu za potrzebę jego podjęcia uznano „[...] bezprecedensowe ograniczenie dostaw gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej do państw członkowskich zagrażają bezpieczeństwu dostaw w Unii i jej państwach członkowskich. Jednocześnie wykorzystywanie dostaw gazu jako broni i manipulowanie rynkami przez Federację Rosyjską poprzez celowe zakłócenia przepływu gazu doprowadziły do gwałtownego wzrostu cen energii w Unii, zagrażając nie tylko gospodarce Unii, ale również poważnie podważając bezpieczeństwo dostaw”. W związku z powyższym przewidziano szereg kolejnych rozwiązań, które miały zabezpieczyć odbiorców przed skutkami kryzysu.

W celu zachowania przejrzystości rozporządzenie 2022/2576 zostało podzielone na rozdziały i sekcje, gdzie przewidziano konkretne rozwiązania. Rozdział I odnosi się do przedmiotu i definicji. W rozdziale II przewidziano środki mające zapewnić lepszą koordynację zakupów gazu. W tym celu wdrożono rozwiązania w zakresie przejrzystości i wymiany informacji, agregacji zapotrzebowania oraz wspólnych zakupów.

Obowiązki związane z agregacją zapotrzebowania mają charakter bezwzględnie wiążący. Natomiast udział we wspólnych zakupach jest już dobrowolny (Barnes, 2022). Niemniej powstaje wątpliwość czy ta dobrowolność nie podlega ograniczeniu. W art. 3 rozporządzenia 2022/2576 wprowadzono obowiązek informowania Komisji o zamiarze ogłoszenia przetargu na zakup gazu lub przystąpienia do negocjacji z producentami lub dostawcami gazu ziemnego z państw trzecich w przypadku gazu o wolumenie przekraczającym 5 TWh/rok. Do powiadomienia powinno dojść na co najmniej sześć tygodni przed zamierzonym zawarciem umowy. Obowiązek informacyjny przewidziany w art. 3 rozporządzenia 2022/2576 wiąże się z daleko idącą kompetencją Komisji Europejskiej do wydawania zaleceń w celu rozważenia odpowiednich środków. Komisja może wydać takie zalecenia, jeżeli uzna, że dalsza koordynacja w odniesieniu do ogłoszenia przetargu na zakup gazu lub planowanych zakupów gazu przez przedsiębiorstwa gazowe lub przedsiębiorstwa zużywające gaz z siedzibą w Unii lub przez organy państw członkowskich może usprawnić funkcjonowanie wspólnych zakupów lub że ogłoszenie przetargu na zakup gazu lub planowane zakupy gazu mogą mieć negatywny wpływ na rynek wewnętrzny, na bezpieczeństwo dostaw lub na solidarność energetyczną.

W celu ułatwienia koordynacji art. 4 ust. 2 rozporządzenia 2022/2576 zobowiązał KE do ustanowienia Rady Sterującej *ad hoc*, w terminie 6 tygodni od wejścia rozporządzenia w życie. W skład Rady ma wchodzić po jednym przedstawicielu każdego państwa członkowskiego. Jednocześnie rozporządzenie zobowiązuje do wyboru dostawcy usług, który ma za zadanie organizować agregację zapotrzebowania na wspólne zakupy.

Rozwiązanie w zakresie agregacji popytu spotkało się z olbrzymią krytyką. Zarzuca się, że Komisja nie rozumie zasad funkcjonowania współczesnego unijnego hurtowego rynku gazu oraz tego, jaką on pełni funkcję. Faktycznie w ocenie krytyków to TTF pełni funkcję rynkowego punktu odniesienia dla europejskiego gazu właśnie dlatego, że wiele firm handluje tam dużymi ilościami gazu, a robiąc to, ma wpływ na agregację popytu ze strony wielu graczy na całym świecie. Tymczasem Komisja sugeruje, że taki efekt uda jej się osiągnąć dopiero w ramach mechanizmu wspólnych zakupów (Barnes, 2022).

W praktyce oznacza to, że każdy podmiot dokonujący zakupu gazu o wolumenie powyżej 5 TWh/rok (zużycie w Polsce wynosi ok. 200 TWh/rok) z państwa trzeciego jest zobowiązany do informowania o takim zamiarze. Obowiązek ten również spotkał się z powszechną krytyką z uwagi na nisko wyznaczony limit. Takie rozwiązanie było kwestionowane przez uczestników rynku w trakcie procesu konsultacji jako zbyt daleko ingerujące w działalność przedsiębiorców, niemniej należy założyć, że przyjęcie wyższej poprzeczki niż 5 TWh/rok mogło prowadzić do tego, że jakaś część wolumenu trafiająca na rynek UE umykałaby Komisji.

Drugim aspektem generującym istotne problemy z perspektywy funkcjonalności w obecnych warunkach rynkowych jest okres, z jakim trzeba poinformować Komisję. Do zawarcia kontraktów na tak niewielki wolumen dochodzi czasem nawet szybciej niż w kilka tygodni. Tym samym, w trakcie prac nad tym aktem wprowadzono rozwiązanie, które określa termin jako nie krótszy niż dwa tygodnie, jeżeli negocjacje rozpoczęto bliżej niż sześć tygodni przed zawarciem kontraktu. Z uwagi na dynamikę funkcjonowania podmiotów na rynku gazu i taki termin może być nierealny do dotrzymania.

Przedsiębiorstwo zgłaszające taki wolumen do Komisji musi liczyć się ponadto z tym, że może otrzymać zalecenia odnośnie do tego, że np. powinno skierować ten kontrakt na wspólne zakupy. W praktyce może powstać wątpliwość, co zrobić z takim zaleceniem Komisji, skoro przepisy nie przewidują sankcji za brak zastosowania się do niego, a mechanizm wspólnych zakupów ma przecież charakter dobrowolny. W praktyce takie zalecenia mogą stanowić miękką formę nacisku ze strony Komisji na uczestników rynku, co do konieczności udziału we wspólnych zakupach.

W związku z tym, że udział we wspólnych zakupach oraz mechanizmie agregacji danych wiąże się z przekazywaniem informacji sensytywnych w rozporządzeniu przewidziano powoływane na rzecz zakupu gazu konsorcjum może naruszać art. 101 lub 102 TFUE. W związku z powyższym w art. 11 rozporządzenia 2022/2576 wskazano, że tworzenie i funkcjonowanie konsorcjów na rzecz zakupu gazu na podstawie niniejszego rozporządzenia powinno odbywać się zgodnie z unijnymi regułami konkurencji mającymi zastosowanie w świetle obecnych wyjątkowych okoliczności rynkowych. Komisja wskazała, że jest gotowa wspierać przedsiębiorstwa w tworzeniu takiego konsorcjum na rzecz zakupu gazu i wydać decyzję, na podstawie art. 10 rozporządzenia Rady (WE) nr 1/2003, w sprawie niestosowania art. 101 i 102 TFUE, jeżeli zostaną wprowadzone i będą przestrzegane odpowiednie zabezpieczenia. W praktyce oznacza to, że biorąc udział w takim konsorcjum, należy liczyć się z ryzykiem naruszenia art. 101 lub 102 TFUE. Powyższa kwestia jest jedynie sygnalizowana w niniejszym artykule.

W rozdz. III przewidziano środki zapobiegające nadmiernym cenom gazu i nadmiernej zmienności śróddziennej na rynkach energetycznych instrumentów pochodnych. Przewidziany w art. 15

rozporządzenia 2022/2576 mechanizm ma ograniczyć możliwość zmienności cen w ciągu jednej doby i rozwiązanie to jest czymś innym niż popularnie określany *price cap*. Sposób implementacji tego rozwiązania został pozostawiony systemom obrotu²², w którym przedmiotem obrotu są energetyczne towarowe instrumenty pochodne, ustanawia mechanizm zarządzania zmiennością śróddzienną oparty na górnej i dolnej granicy cen (dalej: granice cenowe), który określa ceny, powyżej i poniżej których zlecenia nie mogą być realizowane (dalej: mechanizm zarządzania zmiennością śróddzienną). Systemy obrotu zapewniają, aby mechanizm zarządzania zmiennością śróddzienną zapobiegał nadmiernym wahaniom cen energetycznych towarowych instrumentów pochodnych w ciągu dnia sesyjnego. Ustanawiając mechanizm zarządzania zmiennością śróddzienną, systemy obrotu zapewniają również, aby wdrożenie tych środków nie uniemożliwiało kształtowania się wiarygodnych cen zamknięcia na koniec dnia.

Wydaje się, że to rozwiązanie może w pewnym stopniu stanowić odpowiedź na problem olbrzymiej zmienności dobowej cen, co w praktyce generowało problemy płynnościowe po stronie przedsiębiorstw gazowych (Barnes, 2022). Najlepszym przykładem skali powyższego problemu może być Uniper, który z uwagi na prowadzoną politykę kontraktową ostatecznie został znacjonalizowany przez niemiecki rząd, a Komisja zaakceptowała pakiet pomocy publicznej dla Unipera na poziomie 34,5 mld EUR²³.

Instrument ten, z uwagi na obawę o powodowanie ryzyka zakłóceń w funkcjonowaniu rynku podlega weryfikacji i koordynacji w zakresie wdrażania przez ESMA²⁴.

W rozdziale IV przewidziano środki mające zastosowanie w przypadku stanu nadzwyczajnego gazu. Uwagę w tym kontekście zwraca rozszerzenie ochrony w ramach solidarnościowego wsparcia o uwzględnienie krytycznych ilości gazu wymaganych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W praktyce oznacza to rozszerzenie przewidzianego w art. 13 rozporządzenia SoS mechanizmu solidarności energetycznej o nową kategorię, tj. krytyczne ilości gazu wymagane do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Mechanizm solidarności przewidziany w art. 13 rozporządzenia SoS został jednocześnie rozszerzony o państwa członkowskie posiadające instalacje LNG pod warunkiem, że stosowna infrastruktura, w tym statki i gazowce LNG, dysponuje niezbędną zdolnością. Rozwiązanie takie było szczególnie istotne z perspektywy Niemiec, które z końcem roku 2022 zaczęły oddawać pierwsze terminale LNG do użytku, a obecnie posiadają problem z zabezpieczeniem wolumenu do tych instalacji²⁵. Z perspektywy Niemiec wdrożenie tego rozwiązania pozwala na zabezpieczenie wolumenów przynajmniej na wypadek sytuacji najgłębszego kryzysu.

Kolejnym istotnym elementem odnoszącym się do kwestii funkcjonowania mechanizmu solidarności są przewidziane domyślne zasady dotyczące tych środków. Dotychczas w rozporządzeniu SoS warunki brzegowe miały zostać dookreślone indywidualnie pomiędzy poszczególnymi

²² Zgodnie z definicją wskazaną w rozporządzeniu 2022/2576 za system obrotu należy uznać „rynek regulowany” zdefiniowany w art. 4 ust. 1 pkt 21 dyrektywy 2014/65/UE; „wielostronną platformę obrotu” zdefiniowaną w art. 4 ust. 1 pkt 22 dyrektywy 2014/65/UE; „zorganizowaną platformę obrotu” zdefiniowaną w art. 4 ust. 1 pkt 23 dyrektywy 2014/65/UE.

²³ Informacja dostępna na stronie KE: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_7830.

²⁴ European Securities and Markets Authority, tj. Europejski Urząd Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych.

²⁵ W następstwie 24 lutego 2022 r. Niemcy – które do niedawna nie posiadały ani jednego terminala importowego LNG – zdecydowały się na budowę dziewięciu terminali importowych LNG – sześć FSRU (dwa w Wilhelmshaven, dwa w Lubmin, jeden w Brunsbüttel i jeden w Stade) oraz trzy terminale na lądzie, aby zastąpić import gazu z rosyjskich rurociągów LNG. Z tych sześciu FSRU dwa rozpoczęły już działalność w Wilhelmshaven w grudniu 2022 r. oraz w Lubminie w styczniu 2023 r., kolejny ma rozpocząć działalność na początku 2023 r., a dwa pozostałe – do końca 2023 roku.

państwami członkowskimi. Zostały one zobowiązane do zawarcia umów solidarnościowych do 1 grudnia 2018 roku. W tej dacie żadna umowa nie została zawarta, co zmusiło Komisję do wszczęcia postępowania przeciwko państwom członkowskim²⁶. Na dzień 1 lutego 2023 r. sześć umów zostało zawartych.

Tabela 1. Umowy solidarnościowe zawarte do dnia 1 lutego 2023 roku

Strony umowy	Data podpisania umowy
Niemcy – Dania	14 grudnia 2020
Niemcy – Austria	2 grudnia 2021
Włochy – Słowenia	22 kwietnia 2022
Łotwa – Estonia	4 stycznia 2022
Łotwa – Litwa	10 marca 2022
Estonia – Finlandia	25 kwietnia 2022

Tym samym w art. 27 i 28 rozporządzenia 2022/2576 przewidziano dookreślenie zasad funkcjonowania tego mechanizmu.

5. Rozporządzenie 2022/2578

Równoległe do prac nad rozporządzeniem 2022/20576 toczyły się prace nad rozporządzeniem 2022/2578 w sprawie ustanowienia mechanizmu korekty rynku w celu ochrony obywateli Unii i gospodarki przed nadmiernie wysokimi cenami. Niniejsze rozporządzenie ustanawia tymczasowy mechanizm korekty rynku w odniesieniu do zleceń składanych na potrzeby obrotu instrumentami pochodnymi TTF, oraz instrumentami pochodnymi związanymi z innymi wirtualnymi punktami obrotu, w celu ograniczenia epizodów występowania nadmiernie wysokich cen gazu w Unii, które nie odzwierciedlają cen na rynku światowym.

Rozwiązanie te popularnie nazywane *price cap* stanowi środek jeszcze dalszej ingerencji w rynek niż środek zapobiegający nadmiernym cenom gazu i nadmiernej zmienności śróddziennej na rynkach energetycznych instrumentów pochodnych przewidziany w rozporządzeniu 2022/2576.

Zgodnie z art. 4 rozporządzenia 2022/2578 mechanizm korekty rynku w odniesieniu do ceny rozliczeniowej instrumentu pochodnego TTF o najbliższym rocznym terminie wygaśnięcia jest uruchamiany przez zdarzenie uruchamiające mechanizm korekty rynku. Uznaje się, że zdarzenie uruchamiające mechanizm korekty rynku ma miejsce, gdy cena rozliczeniowa instrumentu pochodnego TTF o najbliższym miesięcznym terminie wygaśnięcia, opublikowana przez ICE Endex B.V. (Niderlandy):

- a) przekracza 180 EUR/MWh przez trzy dni robocze; oraz
- b) jest o 35 EUR/MWh wyższa od ceny referencyjnej w okresie, o którym mowa w lit. a).

Przesłanki dla zastosowania mechanizmu korekty muszą zostać spełnione łącznie. W uproszczeniu można powiedzieć, że znajdzie ona zastosowanie, gdy indeks o najbliższym miesięcznym terminie wygaśnięcia (*fronth month*) przewyższy 180 EUR/MWh, a cena LNG na rynku, określona

²⁶ Dnia 14 maja 2020 r. Komisja skierowała do wszystkich państw członkowskich z wyjątkiem Cypru informację o formalnym zawiadomieniu ws. braku realizacji obowiązków wynikających z Rozporządzenia 2017/1938.

jako cena referencyjna będzie niższa od tej ceny o 35 EUR/MWh. Jak wskazuje ACER od dnia przyjęcia rozporządzenia 2022/2578 przesłanki nie aktywowały się. W tym okresie cena gazu wahała się pomiędzy 50 a 105 EUR, natomiast średnia różnica cenowa pomiędzy LNG a ceną gazu wynosiła 4,9 EUR/MWh²⁷.

Rozwiązanie to spotyka się z powszechną krytyką jako zbyt daleko ingerujące w rynek. Jego przeciwnicy podkreślają, że mechanizm ten może doprowadzić m.in. do ograniczenia konkurencji, co spowoduje, że cena maksymalna stanie się ceną rynkową, doprowadzając do powstania czegoś na miarę kartelu cenowego (Barnes, 2022) oraz zagrożenia bezpieczeństwu dostaw. Do zagrożenia bezpieczeństwa dostaw miałyby dojść w sytuacji, w której cena zostanie ustalona na zbyt niskim poziomie. Może to spowodować, że podmioty przestaną ograniczać zużycie, co doprowadzi do realnych niedoborów gazu. Wydaje się, że obawy te są jednak zbyt daleko idące z uwagi na fakt, że przyjęty mechanizm został zaprojektowany w taki sposób, aby objąć rynek jedynie wycinkowo. Inaczej mówiąc, istnieje możliwość przeniesienia się na rozliczenie w oparciu o inny indeks lub powiązanie ceny gazu z innymi produktami – odejście od wyceny rynkowej (Barnes, 2022). Tym samym, przewidziana liczba możliwości jego obejścia gwarantuje jego realną nieskuteczność. Najprawdopodobniej obrót wycieknie na inne indeksy lub inne rynki. Wdrożenie takiego alternatywnego indeksu zapowiedziała już sama giełda ICE względem indeksu, który został objęty rozporządzeniem 2022/2578²⁸. Wydaje się, że rozwiązanie to zostało zaprojektowane z premedytacją w taki sposób, żeby z jednej strony tak skonstruować czynniki umożliwiające zastosowanie mechanizmu, by było to bardzo utrudnione, z drugiej zaś – umożliwić podjęcie realnych działań, o które postulowało wiele państw członkowskich, przy jednoczesnej minimalnej szkodzi dla rynku.

Spod funkcjonowania mechanizmu na mocy przepisów końcowych wyłączono kontrakty na instrumenty pochodne TTF zawarte przed dniem 1 lutego 2023 r.; zakupu i sprzedaży instrumentów pochodnych TTF w celu kompensowania lub ograniczania pozycji wynikających z kontraktów na instrumenty pochodne TTF zawartych przed dniem 1 lutego 2023 r.; zakupu i sprzedaży instrumentów pochodnych TTF w ramach procedury dotyczącej zarządzania skutkami niewykonania zobowiązania stosowanej przez CCP, w tym transakcji pozagiełdowych zarejestrowanych przez rynek regulowany do celów rozliczania. Tym samym jest to mechanizm przewidziany na przyszłość, którego skuteczność może być ograniczona, ponieważ rynek przygotowuje się na ewentualne jego wdrożenie w praktyce, co może spotkać się z odpowiedzią Komisji, która posiada możliwość rozszerzenia jego stosowania na inne instrumenty pochodne oraz na rynek OTC (*over-the-counter*).

IV. Podsumowanie

Niewątpliwym jest, że przyjęte środki w ramach omówionych rozporządzeń mają różne zadania. Spośród najważniejszych wymienić należy: obniżenie popytu, stworzenie bezpiecznych warunków rynkowych, utrzymanie w ryzach cen na giełdach oraz zmniejszenie zmienności indeksów giełdowych. Wszystko to ma na celu ograniczenie skutków kryzysu wywołanego przez Rosję i Gazprom, które celowo znacząco obniżyły podaż gazu na unijnym rynku. Wpisanie się

²⁷ Raport ACER dot. mechanizmu korekty rynku. Dostępny online: <https://www.acer.europa.eu/gas/market-correction-mechanism>

²⁸ Informacja prasowa dostępna online: <https://www.naturalgasintel.com/ice-to-launch-alternative-ttf-market-in-response-to-eu-natural-gas-price-cap/>

w specyficzne, postpandemiczne uwarunkowania rynkowe (co spowodowało odbicie konsumpcji) dało jedynie dodatkowy efekt tym działaniom. Lekcja w zakresie bezpieczeństwa sektora energetycznego powinna zostać skrupulatnie odrobiona przez państwa członkowskie oraz całą UE, żeby nie dopuścić ponownie do podobnej sytuacji, nie tylko na rynku gazu, lecz także na innych rynkach, w innych okolicznościach. Jeżeli ryzyko to nie zostanie odpowiednio zdiagnozowane, ocenione, a wnioski na przyszłość wyciągnięte, to może się okazać, że kryzys będzie się pojawiać na innej niwie, czego przykładem może być np. szeroko pojęty rynek energii atomowej (Szulecki i Overland, 2023).

Wstępna ocena przyjętych rozwiązań wydaje się sugerować, że część najbardziej inwazyjnych z przyjętych środków celowo została zaprojektowana w sposób quasi-skuteczny. Niezależnie od oceny przyjętych rozwiązań wyłania się pewna prawidłowość. Zostały one zaprojektowane w taki sposób, aby opóźnić potrzebę interwencji na poziomie UE, a jedynie stwarzać możliwość szybkiej reakcji w przypadku, gdy sytuacja się pogorszy, jednocześnie pozostawiając czas na reakcję państwom członkowskim lub rynkowi, np.:

- 1) mechanizm redukcji popytu z rozporządzenia 2022/1369 został skonstruowany w taki sposób, żeby pozostawić jak najdłużej całość rozwiązania w sferze dobrowolności po stronie państw członkowskich, jednocześnie przy założeniu, że jeżeli ceny osiągną bardzo wysoki poziom, to odbiorcy nawet bez tej interwencji się ograniczą; ogłoszenie unijnego stanu alarmowego to ostateczność, natomiast za brak podporządkowania nie przewidziano sankcji;
- 2) mechanizm wspólnych zakupów gazu również opiera się na zasadzie dobrowolności; o ile uczestnicy rynku zmuszeni są do partycypacji w mechanizmie agregacji zapotrzebowania, o tyle już udział w platformie zakupowej jest nieobowiązkowy; tutaj również pozostawiono sobie furtkę na interwencję w postaci wydawanych przez Komisję zaleceń;
- 3) tzw. *price cap* wprowadzony rozporządzeniem 2022/2578 został skonstruowany tak, żeby jego uruchomienie było możliwe wyłącznie w bardzo ograniczonej liczbie wypadków; po pierwsze cena na giełdzie musi przekroczyć pułap 180 EUR/MWh, po drugie, cena ta musi być o 35 EUR/MWh wyższa od ceny referencyjnej²⁹; inaczej mówiąc, jego wdrożenie jest bardzo mało realne; ACER ocenił, że samo przyjęcie mechanizmu *price cap* nie miało wpływu na sytuację rynkową, z uwagi na jej poprawę, która wynikała głównie ze sprzyjającej pogody, wysokiego poziomu podaży gazu na rynku z innych kierunków niż Rosja oraz wysokiego poziomu zatłoczenia instalacji magazynowych w trakcie zimy³⁰.

Pozostałe środki, o znacznie mniejszym potencjale inwazyjnym, np. procedura certyfikacji operatora systemu magazynowania czy tymczasowa opłata solidarnościowa, zostały wdrożone już zupełnie z innym założeniem – wyegzekwowania pełnej skuteczności tych rozwiązań.

Dlatego powstaje pytanie, czy takie podejście zdało egzamin. Na ten moment okoliczności rynkowe okazały się łaskawe, ponieważ żadne z przyjętych rozwiązań nie zostało *de facto* zweryfikowane w praktyce i miejmy nadzieję, że tak zostanie. Niemniej, pomimo wielu komentarzy, że na przełomie stycznia i lutego 2023 r. ceny na rynku zaczęły osiągać nienotowane dawno niskie poziomy, w związku z czym można uznać kryzys gazowy za zakończony, to w ocenie autora jest

²⁹ ACER codziennie publikuje dane dotyczące ceny referencyjnej: <https://www.acer.europa.eu/gas/market-correction-mechanism/mcm-reference-price>.

³⁰ Raport ACER dot. mechanizmu korekty rynku. Pozyskano z: <https://www.acer.europa.eu/gas/market-correction-mechanism>.

zbyt wcześnie żeby ogłosić jego zakończenie. Niemniej, można z dużym spokojem stwierdzić, że w sezonie zimowym 2022/2023 nie zabraknie gazu w Unii.

Należy natomiast zaznaczyć, że sytuacja w Europie przed następną zimą znów może wrócić do niekorzystnej. Nie można bowiem wykluczyć scenariusza, w którym dochodzi do awarii jakiejś istotnej infrastruktury importowej lub jej sabotażu, przy jednoczesnej gorszej aurze w momencie wzmożonej konkurencji Europy i Azji o LNG. Kumulacja kilku czynników może spowodować, że rynek unijny gazu znów zacznie chwiać się w posadach, a przyjęte regulacje okażą się wtedy niewystarczające. Na koniec wydaje się, że należy jeszcze podkreślić, że doświadczenia tego kryzysu, znacznie gorszego przecież niż ten z 2009 r., pozwalają zachować odrobinę optymizmu na przyszłość, ponieważ (prawie wszystkie) państwa członkowskie udowodniły, że nawet w tak trudnych warunkach potrafią działać w duchu solidarności, szukając kompromisów – czego przykładem są przyjęte rozporządzenia, ale i również pakiety sankcyjne czy wytyczne dotyczące stosowania zasad pomocy publicznej w kryzysie.

Bibliografia

- Barnes, A. (2022). *EU Commission proposal for joint gas purchasing, price caps and collective allocation of gas: an assessment*. The Oxford Institute For Energy Studies. Pozyskano z: <https://www.oxfordenergy.org/>.
- Heather, P. (2021). European Traded Gas Hubs: German hubs about to merge. *The Oxford Institute For Energy Studies*, (NG 170). Pozyskano z: <https://www.oxfordenergy.org/>.
- Kamiński, M. (2022). *Rola Prawa Ochrony Konkurencji Unii Europejskiej w Liberalizacji i Zmianach Sektora Energetycznego*. Niepublikowana praca doktorska. Uniwersytet Warszawski. Warszawa.
- Kowalik-Bańczyk, K., Szwarc-Kuczer, M. i Wróbel, A. (red.). (2012). *Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Komentarz. Tom II (art. 90–222)*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Moulder, N. (2022). *The Economic Weapon: The Rise of Sanctions as a Tool of Modern War*. Londyn: Yale University Press.
- Nowacki, M. i Przyborowska-Klimczak, A. (2012). W: K. Kowalik-Bańczyk, M. Szwarc-Kuczer, A. Wróbel (red.), *Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Komentarz. Tom II (art. 90–222)*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Nowak-Far, A. (2012). W: K. Kowalik-Bańczyk, M. Szwarc-Kuczer, A. Wróbel (red.), *Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Komentarz. Tom II (art. 90–222)*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Seeliger, A. (2022). Winter is coming: Can the German industry overcome the looming gas scarcity? *The Oxford Institute For Energy Studies*. Pozyskano z: <https://www.oxfordenergy.org/>.
- Sharples, J. (2021). A Series of Unfortunate Events Supply-side factors in the European gas price rally in 2021 and outlook for the rest of winter. *The Oxford Institute For Energy Studies*, (108). Pozyskano z: <https://www.oxfordenergy.org/>.
- Stern, J., Fulwood, M., Sharples, J. i Yafimava, K. (2022). *The Curious Incident of the Nord Stream Gas Turbine*. The Oxford Institute For Energy Studies. Pozyskano z: <https://www.oxfordenergy.org/>.
- Szulecki, K. i Overland, I. (2023). Russian nuclear energy diplomacy and its implications for energy security in the context of the war in Ukraine. *Nature Energy*, 8, 413–421. Pozyskano z: <https://www.nature.com/articles/s41560-023-01228-5#citeas>.

- Yafimava, K. (2023). *EU solidarity at a time of gas crisis: even with a will the way still looks difficult*. The Oxford Institute For Energy Studies, (NG 179). Pozyskano z: <https://www.oxfordenergy.org/>.
- Yergin, D. (2006). Ensuring energy security. *Foreign Affairs*, 85(2), 69–82.
- Yafimava, K. (2022). *The EC guidance on the Russian 'gas for rubles' decree: all things to all people?* The Oxford Institute For Energy Studies. Pozyskano z: <https://www.oxfordenergy.org/publications/the-ec-guidance-on-the-russian-gas-for-rubles-decree-all-things-to-all-people/>.
- Zajdler, R. (2011). *Komentarz do dyrektywy 2009/73/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego*. Warszawa: Wolters Kluwer.

Sieci przestępcze jako zagrożenie dla legalnej konkurencji rynku paliw ciekłych

Spis treści

- I. Wprowadzenie
- II. Paliwa ciekłe – znaczenie sektora
- III. Sieci przestępcze na rynku paliwowym
- IV. Przestępczość a uczciwa konkurencja – rozważania na temat rynku paliw ciekłych
- V. Ekonomiczna perspektywa walki z sieciami przestępczymi na rynku paliwowym
- VI. Podsumowanie

Streszczenie

Celem artykułu jest analiza możliwości zwalczania przestępczości zorganizowanej poprzez identyfikację i analizę sieci przestępczych w kategoriach ekonomicznych oraz ich wpływ na legalną konkurencję rynku paliw ciekłych. W treści odniesiono się do charakterystyki surowca, jakim jest ropa naftowa oraz polskiego rynku paliw ciekłych. W dalszej części przedstawiono organizacje i struktury przestępcze, możliwości analityczne sieci przestępczych w kategoriach ekonomicznych.

Słowa kluczowe: rynek paliw ciekłych; sieciowość przestępcza; nielegalna konkurencja; ekonomiczna analiza prawa.

JEL: K420

I. Wprowadzenie

Bezpieczeństwo energetyczne jest jednym z najbardziej kluczowych elementów polityki rządów na świecie (Misiągiewicz, 2015, s. 483). Zapewnienie ciągłości dostaw energetycznych i zmienność cen są uważane za dwa najbardziej niepewne czynniki wywierające największy wpływ na przyszłość energetyczną i poziomy wahań i zakłóceń w funkcjonowaniu systemów energetycznych. Rosnące obawy dotyczące globalnego ocieplenia i innych zagrożeń dla środowiska zwróciły uwagę opinii publicznej na kwestie energetyczne. Chociaż już wcześniej sporadyczne niedobory energii w niektórych krajach przypominały o uzależnieniu ludzi od zidentyfikowanych dostaw energii (zob. Molo, 2017; Motowidlak, 2007). Niewątpliwie rynek paliw ciekłych jest częścią rynku energetycznego. Destabilizacja tego rynku może mieć zaś przyczyny zewnętrzne i wewnętrzne.

* Magister, wykładowca Wyższej Szkoły Finansów i Prawa w Bielsku-Białej; funkcjonariusz Komendy Wojewódzkiej Policji w Katowicach. Obszary badawcze: przestępczość gospodarcza, bezpieczeństwo gospodarcze. ORCID: 0000-0002-8396-3739.

Edition of that article was financed under Agreement Nr RCN/SP/0326/2021/1 with funds from the Ministry of Education and Science, allocated to the "Rozwoj czasopism naukowych" programme.

Do przyczyn wewnętrznych należy m.in. działalność przestępcza grup zorganizowanych. Można podać wiele przykładów organizacji przestępczych i ich wzajemnych zależności. Analizując rynek paliw ciekłych w Polsce nietrudno jednak zauważyć, że nie tylko w przeszłości mierzył on się z procederem przestępczości zorganizowanej, gdzie główni organizatorzy dążyli do osiągnięcia zysków ze swej działalności. Przestępcy są nie tylko dobrze zorganizowani, przygotowani czy posiadają znaczne możliwości finansowe, korzystają oni także z profesjonalnych doradców prawnych i finansowych. Ze względu na profesjonalną wiedzę, umiejętności i dobrą znajomość prawa przestępstwa te określa się mianem *White Collar Crime*. Dokładna analiza literatury przedmiotu prowadzi do wniosku, iż taktyka śledcza również wymaga większej uwagi specjalistów z wyżej wymienionych dziedzin i współpracy z wyspecjalizowanymi instytutami.

Odnosząc się do zagadnienia organizacji przestępczych, należy wskazać, że skutki ich działań są wielowymiarowe i mają bezpośredni wpływ na funkcjonowanie rynku, w tym legalnie konkurujące podmioty na rynku paliw ciekłych.

II. Paliwa ciekłe – znaczenie sektora

Ropa naftowa jest surowcem służącym do produkcji paliw, w ujęciu globalnym transport zużywa około 65% wydobytej ropy (Grzelak, 2016, s. 137). Występuje ona pod ziemią w skałach przepuszczalnych. Składa się z różnych węglowodorów mieszanych, ze związkami zawierającymi: tlen, siarkę, azot i inne pierwiastki w zmiennych proporcjach. Po rozdestylowaniu surowej ropy w trakcie dalszej przeróbki otrzymuje się olej opałowy, benzynę, naftę, olej napędowy, oleje smarne, parafinę czy wazelinę (Kowiger, 2014, s. 29). Bez dostaw ropy naftowej nie mogą być produkowane paliwa ciekłe, nie może zatem funkcjonować transport samochodowy, częściowo kolejowy, wodny, morski i lotniczy. O szczególnym znaczeniu ropy naftowej decyduje to, że jej zasoby są ograniczone i zlokalizowane na terenie poszczególnych państw, które mogą je wykorzystać na arenie międzynarodowej jako kartę przetargową (Skarżyński, 2019, s. 1) w prowadzonych negocjacjach.

Paliwa płynne to produkty pochodzące z przetworzenia ropy naftowej w rafineriach, głównie otrzymywane z przetwórstwa ropy naftowej czy uwodornienia węgla. Agencja Rynku Energii wymienia następujące rodzaje paliw płynnych: benzyny silnikowe bezołowiowe, oleje napędowe, lekkie oleje opałowe i gaz ciekły. Paliwa płynne używane są przede wszystkim do napędu silników spalinowych (Niedziółka, 2018, s. 167). W związku z tym rynek paliw ciekłych ma strategiczne znaczenie dla gospodarki państwowej. Jest to rynek złożony, który podlega wpływowi wielu takich czynników, jak: popyt, podaż, polityka rządu, sytuacja geopolityczna i innych, do których należy również zjawisko przestępczości zorganizowanej.

Aby uczynić rynek bardziej bezpiecznym, ustawodawca w procesie legislacyjnym ustanowił zasady dotyczące m.in. organizacji i działania systemu monitorowania i kontrolowania jakości paliw. Wskazał również, iż przeznaczone są one do stosowania: w pojazdach, w tym ciągnikach rolniczych, maszynach nieporuszających się po drogach, a także rekreacyjnych jednostkach pływających, jeżeli nie znajdują się na wodach morskich. Odniósł się on również do oleju napędowego, który może zawierać biowęglowodory ciekłe lub do 7,0% objętościowo innych biokomponentów, o których mowa w ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych,

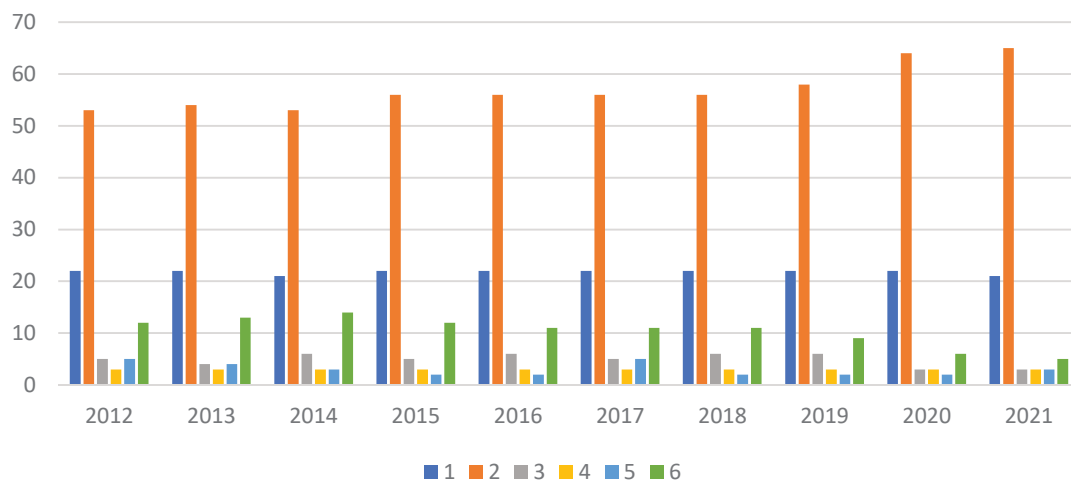
stosowanego w szczególności w pojazdach, w tym ciągnikach rolniczych, maszynach nieporuszających się po drogach, a także rekreacyjnych jednostkach pływających, wyposażonych w silniki z zapłonem samoczynnym (UPe, 1997). Pomimo coraz bardziej zaawansowanych, innowacyjnych rozwiązań energetycznych, olej opałowy nadal pozostaje kluczowym i niezbędnym paliwem dla funkcjonowania gospodarki. Dla przedsiębiorców z kolei – bardzo korzystnym przedmiotem obrotu gospodarczego.

D. Niedziółka wskazuje, iż w wyniku transformacji systemowej na rynku paliw ciekłych pozostało kilku kluczowych uczestników. Pierwszym z nich okazuje się Polski Koncert Naftowy ORLEN S.A., który jest jedną z największych korporacji przemysłu naftowego w Europie Środkowo-Wschodniej. Kapitał zakładowy PKN ORLEN S.A. wynosi 534 636 326,25 zł. Grupa zarządza sześcioma rafineriami i największą liczbą stacji paliw w Polsce, Czechach, Niemczech i na Litwie – łącznie ok. 2700 obiektami. Obszar działalności spółki koncentruje się między innymi na wydobyciu i przetwórstwie ropy naftowej. Rafinerie należące do Grupy mają zdolność przerobu 35,2 mln ton rocznie. Obecna fuzja PKN ORLEN S.A. z Grupą LOTOS S.A. może wpłynąć na polską strukturę rynku paliw ciekłych, jednak, aby móc wyciągnąć zasadnicze wnioski i odnieść się do tego zagadnienia, wydaje się koniecznym przeprowadzenie odpowiednich badań i to z perspektywy nawet kilku lat.

Poza kluczowymi uczestnikami rynku paliw ciekłych pozostaje pewna jego część, w której rozwinęła się przestępczość zorganizowana. Pośród mniej znaczących uczestników, niejednokrotnie pragnących pozostać niezauważonymi, i struktur pojawiają się figuranci (Sprenkel, 2019) z zamieraniem powołania do życia nielegalnych organizacji przestępczych. Specyfika sektora małych i średnich przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych wynika z ich słabszej, niż w przypadku dużych podmiotów, pozycji rynkowej, mniejszych możliwości dostosowawczych czy ograniczonej skali działalności. Specyfika małych i średnich przedsiębiorstw działających na tym rynku w relacji do przedsiębiorstw dużych jest podobna. Należy zaznaczyć, iż te pierwsze funkcjonują w każdej lokalizacji, gdzie występuje zapotrzebowanie na paliwa płynne, podczas gdy jednostki duże skoncentrowane są w większych ośrodkach przemysłowych, czyli tam, gdzie występuje odpowiednia infrastruktura oraz wystarczające zasoby wykwalifikowanej siły roboczej (Wermij, 2015), co nie oznacza, że zjawisko przestępczości zorganizowanej nie jest obojętne dla wiodących spółek paliwowych.

W ostatnich latach rynek paliw ciekłych był poddany działaniu nieprzewidzianych czynników zewnętrznych. Pierwszym z nich okazała się pandemia COVID-19. Według Ośrodka Studiów Wschodnich sektor naftowy odczuł znacząco skutki pandemii m.in. poprzez wprowadzenie lockdownu i załamanie rynku transportowego, który odpowiadał za ponad 60% światowego popytu (Kardaś, Łoskot-Strachota i Wiśniewska, 2020, s. 1) (por. wykres 1).

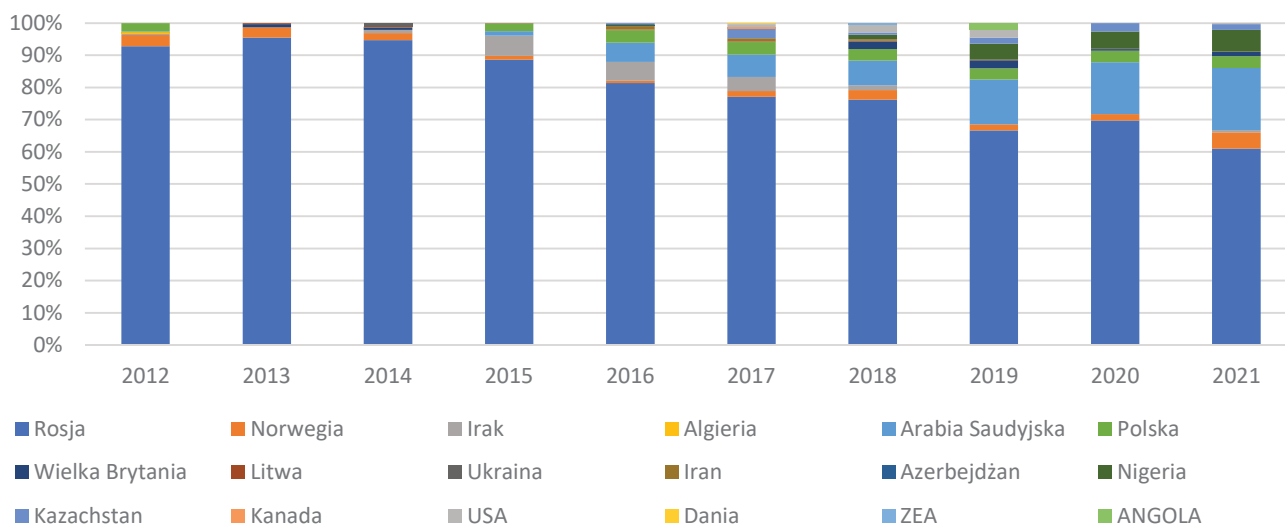
W wyniku spadku zapotrzebowania na surowiec wystąpiła nadpodaż ropy, co z kolei spowodowało drastyczne spadki cen (Majek i Ociesa, 2022, s. 9). Drugim czynnikiem wpływającym na rynek paliw ciekłych jest rosyjska agresja na Ukrainę. Do 24 lutego 2022 r. w Polsce na paliwa płynne przerabiana była głównie importowana z Rosji ropa typu Urals, której ceny były zazwyczaj indeksowane (Dziesięszewski, 2022, s. 24).

Wykres 1. Struktura produkcji paliw płynnych w latach 2012–2021

1 – ON, 2 – BS, 3 – COO, 4 – JET, 5 – LOO, 6 – LPG.

Źródło: opracowanie własne na podstawie: POPiHN (2012–2021).

W 2012 roku rosyjski eksport ropy naftowej sięgał 92,9% ogólnego udziału w dostawach ropy naftowej do rafinerii krajowych. Pomimo że w 2021 roku jego poziom obniżył się do 69,7% (POPiH, 2012–2019), nie zmienia to faktu, iż Rosja nadal pozostawała głównym dostawcą tego surowca (por. wykres 2).

Wykres 2. Udział w dostawach ropy naftowej w rafineriach krajowych w latach 2012–2021

Źródło: opracowanie własne na podstawie: POPiHN (2012–2021).

III. Sieci przestępcze na rynku paliwowym

Działalność przestępcza związana z oszustwami w podatku akcyzowym czy podatku VAT w obszarze paliw ciekłych jest związana z obowiązywaniem w Polsce różnych stawek podatku akcyzowego oraz zwolnieniami z tego podatku ze względu na przeznaczenie wyrobów energetycznych o zbliżonych właściwościach fizykochemicznych (np. oleje napędowe, opałowe i smarowe) oraz niektórych produktów ropopochodnych i komponentów paliwowych, które są używane do

produkcji paliw ciekłych. Sprawcy wykorzystują również różnice w stawce podatku akcyzowego dla gazu płynnego, przeznaczonego do celów grzewczych i napędowych. Istotą przestępczego procederu w tym zakresie jest wejście w posiadanie wyrobu akcyzowego obłożonego niższą stawką akcyzy, a następnie wprowadzenie go do obrotu gospodarczego jako pełnowartościowe paliwo lub LPG, bez uiszczenia należności podatkowych – akcyza i podatek VAT (Malinowska i Rybicka, 2020, s. 145).

Główne cechy rynku paliw, do jakich zaliczyć można masowość towaru i pewność jego sprzedaży przy odpowiednio obniżonej cenie oraz liczba obowiązujących regulacji, w tym kosztowo i cenotwórczych, stwarzają szereg możliwości osiągnięcia dużych korzyści z tytułu oszustw podatkowych. Są to czynniki, które stale przyciągają osoby oraz grupy przestępcze liczące na szybki zysk kosztem budżetu państwa, a ostatecznie kosztem obywateli czy przedsiębiorców (Kozdra, 2017, s. 50).

Przestępczość podatkowa polega zarówno na unikaniu terminowej lub należnej wysokości zapłaty podatków, jak i na uzyskiwaniu nienależnych zwrotów podatku. Zjawisko to wpływa nie tylko na ograniczenie dochodów państwa, lecz także przekłada się bezpośrednio na działalność sektora prywatnego – przez bezpośrednie zmniejszenie dochodów oraz spadek konkurencyjności, w tym kontekście rozwoju „szarej strefy” czy zaniżania kosztów działalności przez podmioty gospodarcze działające z naruszeniem prawa. Największe straty związane z tego rodzaju przestępczością dotyczą w szczególności rynku paliw ciekłych, wyrobów alkoholowych i tytoniowych oraz sprzętu elektronicznego.

Przestępczość podatkowa może stanowić również przestępstwo bazowe dla procederu prania pieniędzy, wykorzystującego m.in. rozbudowany łańcuch przelewów pieniężnych między kontami bankowymi w Polsce i za granicą (Malinowska i Rybicka, 2020). W składowych wpływów budżetu państwa podatek VAT stanowi znaczącą pozycję (Kozdra, 2017, s. 49), generowaną także przez przeprowadzane transakcje w sektorze paliwowym. Według danych Najwyższej Izby Kontroli (dalej: NIK) w 2021 roku podatek VAT stanowił główny dochód Skarbu Państwa (por. wykres 3). Utrata dochodów Skarbu Państwa z tytułu niezapłaconych podatków nie jest jedyną szkodliwą cechą tego rodzaju przestępczości, do innych można zaliczyć: nieuczciwą konkurencję, zagrożenia dla środowiska oraz wspieranie innych form przestępczości. Wszystkie te cechy pozwalają wysnuć wniosek, iż „ładunek” społecznej szkodliwości tego rodzaju przestępstw jest bardzo wysoki.

Wykres 3. Struktura dochodów podatkowych w 2021 roku



Źródło: Analiza wykonania budżetu państwa i założeń polityki pieniężnej w 2021 roku, NIK.

Problem nielegalnego obrotu paliwem oraz nielegalnego wprowadzania substancji „paliwopodobnej” to skomplikowane zadanie dla wszelkich powołanych służb i instytucji odpowiedzialnych za zwalczanie, ściganie i ujawnianie zorganizowanej przestępczości gospodarczej. Głównym celem działania „szarej strefy” jest sterowanie obrotem towaru, dokumentacją finansową (m.in. rachunkami, fakturami, umowami), jak również obrotem płatnościami (gotówką, przelewami bankowymi), aby uprawdopodobnić zdarzenie gospodarcze jako całkowicie legalne i zgodne z prawem, a jednocześnie inne transakcje gospodarcze ukryć (Kozłowska, 2016, s. 2). P. Bełch zwrócił uwagę, iż zgodnie z nowymi założeniami państwa implementowanymi w sferze prawnej, ekonomicznej i społecznej obligatoryjna transparentność działań przedsiębiorstw energetycznych ma na celu przywrócenie zasad uczciwej konkurencji, gdzie kluczowym zadaniem jest wyeliminowanie z gospodarki mafii paliwowych, które poprzez stosowanie różnych mechanizmów (m.in. znikającego podatku i transakcji karuzelowo-łańcuchowych) generowały uszczuplenie wpływów budżetowych państwa z tytułu nieodprowadzania podatków (VAT, akcyza, opłata paliwowa) rzędu kilkunastu miliardów złotych średniorocznie. Ogromna skala procederów przestępczych odbywających się w nielegalnie działających przedsiębiorstwach paliwowych determinuje słuszność obrazowego nazywania tego zjawiska przez wielu analityków nie „szarą”, ale już „czarną” strefą (Bełch, 2019, s. 17).

Literatura rozróżnia pojęcia „szarej strefy” i „czarnej strefy”. Jednakże pomimo różnic pomiędzy nimi występują również pewne podobieństwa: obie dotyczą działalności gospodarczej niezgłoszonej do opodatkowania, jak również dochodów nieznajdujących pokrycia w ujawnionych źródłach przychodów. Tego rodzaju działalność prowadzona jest zarówno przez podmioty legalne, ale nieujawniające swoich dochodów, jak i przez podmioty nielegalne, czyli niezarejestrowane i nierealizujące obowiązku podatkowego. Różnica pomiędzy tymi strefami dotyczy zysków osiągniętych z działalności przestępczej. Należy przy tym zaznaczyć, iż te dwie strefy łączą się ze sobą, ponieważ unikanie płacenia podatków związane jest z działaniami przestępczymi (Piątkowska, 2018, s. 243).

Odnosząc się do przestępczości paliwowej, nie można pominąć zagadnienia, jakim w odróżnieniu od samotnego przestępcy jest przestępczość zorganizowana (Lampe, 2015, s. 4). Przestępczość zorganizowana jest zjawiskiem złożonym, w ramach którego nielegalne struktury obejmują swoją kontrolą wiele dziedzin życia społeczno-gospodarczo-politycznego (Karpiel, 2017, s. 5). W literaturze dotyczącej przestępczości zorganizowanej truizmem stało się stwierdzenie, że tym, co łączy „przestępców zorganizowanych” są więzi zaufania. Zasadniczo istnieją dwie perspektywy, z których rozpatrywana jest kwestia zaufania i przestępczości zorganizowanej. Z jednej strony, pojawia się pytanie, jak wytłumaczyć fakt, że przestępcy w ogóle współpracują. W końcu współsprawstwo wiąże się ze szczególnym ryzykiem. Wiele zabezpieczeń instytucjonalnych mających na celu zrekompensowanie skutków oszustwa, takich jak sądy czy ubezpieczenia, jest niedostępnych dla nielegalnych podmiotów. Natomiast zagrożenie interwencją organów ścigania i sankcjami karnymi wobec tego typu zachowania jest prawdopodobnie znacznie wyższe niż to, którego można się spodziewać w sferze prawnej społeczeństwa (McCarthy, Hagan i Cohen, 1998, s. 155–184). W kontekście rynku paliw ciekłych zjawisko przestępczości zorganizowanej znane jest od ponad dwudziestu lat. Już w 2002 roku Z. Rau wskazywał, iż do dziedzin gospodarki szczególnie zagrożonych zorganizowaną przestępczością należy sektor paliwowy (Rau, 2002, s. 150). J. Duży wskazał, że w ostatnich latach w Polsce daje się zauważyć proces systematycznego

wzrostu zorganizowania przestępczości gospodarczej, w tym zwłaszcza podatkowej. Jako przykład wskazuje wprowadzenie do obrotu paliw bez opłacenia podatku akcyzowego, firmowanie transakcji przez słupy, bez zamiaru zapłaty należnych podatków. Na podstawie zaprezentowanych stanowisk można zauważyć, iż przestępczość sektora paliwowego to w głównej mierze przestępczość zorganizowana o charakterze podatkowym, która może przybierać różne struktury i formy.

Kultura zachodnia i nie tylko wykreowała obraz przestępczości zorganizowanej o charakterze hierarchicznym, z określonym przywództwem, poszczególnymi rolami przydzielonymi poszczególnym członkom grupy oraz określonej strukturze organizacji (Miczkowska, 2009, s. 115–133). Społeczeństwo kojarzy pojęcie „przestępczości zorganizowanej” z nielegalnym handlem narkotykami, bronią, zyskami z prowadzenia agencji towarzyskich, zorganizowanymi wymuszeniami, korupcją (Duży, 2013, s. 15), mniej – z przestępczością gospodarczą.

W polskim systemie prawnym pojęcia „zorganizowana grupa” i „związek przestępczy” zostały zdefiniowane w art. 258 kodeksu karnego (UK.k., 1997). W przypadku zorganizowanej grupy przestępczej w obrocie gospodarczym jej członek odpowiada za sprawstwo przestępstwa z art. 258 k.k. Jest to przestępstwo umyślne, a zatem wymagane jest, aby sprawca miał świadomość i wolę uczestniczenia w grupie lub związku mającym na celu popełnianie przestępstw. Popełnienie przestępstwa gospodarczego w ramach związku przestępczego powinno skutkować kumulatywną kwalifikacją odpowiedniego przepisu karnego gospodarczego z wyżej wymienionym przepisem k.k. (Zawłocki, 2018, s. 107). „Zorganizowana grupa” powinna zas liczyć przynajmniej trzy osoby i charakteryzować się określonym stopniem zorganizowania, na który składają się ustalone kierownictwo i podział ról.

Cechami charakterystycznymi zorganizowanej grupy przestępczej są: określona wewnętrzna struktura organizacyjna, istnienie węzłów organizacyjnych w ramach wspólnego porozumienia, planowanie przestępstw, akceptacja celów, trwałość zaspokojenia potrzeb grupy, gromadzenie narzędzi do popełniania przestępstw, wyszukiwanie miejsc do przechowywania łupu, rozprawienie go, podział ról, skoordynowany sposób działania, powiązania socjologiczno-psychologiczne między członkami grupy (Wiak, 2012, s. 1114).

J. Skąła omawiając pojęcie „zorganizowanej grupy przestępczej” zwrócił uwagę, iż nie jest ono tożsame ani ze współsprawstwem, ani też nie jest formą pośrednią między związkiem przestępczym i współsprawstwem. Sama konstrukcja współsprawstwa (art. 18 § 1 k.k.) w praktyce zwalczania przestępczości zorganizowanej może być stosowana jedynie w wąskim zakresie, najczęściej w stosunku do tak zwanych żołnierzy, którzy bezpośrednio uczestniczą w popełnieniu czynu zabronionego i wobec których często brakuje możliwości przypisania realizacji znamion czynu zabronionego stypizowanego w art. 258 kodeksu karnego (Skąła, 2004, s. 55). Odnosząc się do pojęcia „związku przestępczego” K. Wiak stwierdził, iż cechuje się on wyższym stopniem organizacji niż zorganizowana grupa. Za „związek przestępczy” uznać można grupę liczącą co najmniej trzy osoby, która charakteryzuje się trwałymi formami organizacyjnymi, oznaczonym kierownictwem oraz ustalonymi zasadami członkostwa i dyscypliny. Wyjaśnił również różnicę pomiędzy grupą przestępną a związkiem przestępnym, który wyraża się w tym, że związek tworzy organizację trwałą i złożoną na większą skalę, a tym samym bardziej niebezpieczną od porozumienia przestępnego, zwykłego współsprawstwa, a nawet działania w grupie przestępnej (Wiak, 2012, s. 1115). Nie mniej szczególną cechą hierarchicznych związków przestępnych wydaje się

ich hierarchiczna struktura. W strukturach hierarchicznych, takich jak mafia, usunięcie jednego przywódcy może mieć niewielki wpływ na ogólną przestępczość, ponieważ zawsze istnieje przywódca niższego szczebla, który jest gotowy do awansu w hierarchii.

Aby rozmontować silne struktury hierarchiczne, konieczne może być przyjęcie strategii kluczowej grupy zamiast strategii kluczowego gracza (Borgatti, 2006). Tak więc, można zauważyć, iż polski proces karny postrzega przestępczość zorganizowaną przez pryzmat hierarchiczności i podziału ról w organizacjach przestępczych. Czy zwalczanie organizacji przestępczych jedynie przez pryzmat „kodeksowych” organizacji przestępczych jest skuteczne, pozostaje polem do dyskusji.

Na gruncie polskiej nauki prawa czy ekonomii wydaje się być mniej rozpoznawalne, a tym samym cieszyć się mniejszym zainteresowaniem zjawisko, jakim jest „przestępczość sieciowa”. Sieci przestępcze są niewątpliwie nielegalnymi organizacjami, Trudno jednak poszukiwać pośród nich hierarchiczności czy szczególnych zależności. Na wstępie warto zauważyć, iż w porównaniu z innymi rodzajami sieci społecznościowych, sieci przestępcze stanowią szczególnie trudne wyzwanie dla organów ścigania ze względu na ich dużą odporność na zakłócenia (Cavallaro i in., 2020). W. Filipkowski określił je jako sieci rzeczywiste/złożone o strukturze elastycznej, składającej się z wielu elementów (węzły, ogniwa), którymi są osoby bądź grupy osób wraz z odnoszącymi się do nich wzajemnymi dwustronnymi lub wielostronnymi relacjami, o charakterze przestępczym lub gospodarczym. Elementy te nie są powiązane w sposób stały, ale współpracują ze sobą na zasadzie doboru, uwzględniając posiadane umiejętności lub możliwości finansowe. Takiego doboru dokonuje się pod kątem konkretnego zadania (przestępstwa) bądź też krótkich horyzontów czasowych (Filipkowski, 2006). Zagraniczne publikacje (Lampe, 2015) wydają się bardziej przybliżyć zagadnienia powiązane z „sieciowością przestępczą”, chociaż w innych dziedzinach niż przestępczość paliwowa, a nawet ekonomiczna. Sieci przestępcze składają się z figurantów sprawczych, z których wielu jest racjonalnie motywowanych silnymi (zazwyczaj ekonomicznymi) zachętami do ograniczania okresów nieaktywności w sieci (Clarke, 1996), dbając o własne bezpieczeństwo, co wpływa na unikanie odpowiedzialności prawnej. Aktywność następuje w związku z realizacją konkretnego zadania. Warto zaznaczyć, że każde przestępstwo ekonomiczne będzie motywowane osiągnięciem zysku. Szeroko ujmując, można wskazać różne sposoby konceptualizacji sieci. Pierwsza perspektywa, którą można określić jako „merytoryczną”, interpretuje sieci jako specyficzną formę organizacji. Druga perspektywa, którą można uznać za „instrumentalną”, definiuje sieci jako oparte na obecności dwóch konstytutywnych zbiorów elementów: figurantów (węzły) i relacji (powiązań). Ten dualizm jest od dawna źródłem niejasności i nieporozumień wśród naukowców i praktyków – zarówno Morselli, Von Lampe, jak i Vares zwrócili uwagę na napięcie powstające między perspektywami merytoryczną a instrumentalną w kontekście siatki przestępczej. Ze względu na rosnącą popularność sieci w badaniach kryminologicznych dyskusja na ten temat jest niezbędna. Ponadto przyjęcie podejścia merytorycznego, nie zaś instrumentalnego ma bezpośredni wpływ na zakres, w jakim można przeprowadzić wyjaśnienia badania w kontekście sieci przestępczych (Campana, 2016, s. 2) również na gruncie ekonomicznym, gdyż aktywność tych organizacji posiada w szczególności wymiar finansowy.

Przestępczość zorganizowana stanowi wielkie zagrożenie dla społeczeństw na całym świecie. Międzynarodowe przestępcze organizacje narkotykowe próbują infiltrować legalne biznesy i rządy, zagrażając państwowej gospodarce. Ewoluujące zagrożenia, takie jak cyberprzestępczość,

pornografia dziecięca, piractwo morskie, ustawianie meczów i kradzież tożsamości, powodują ponadto znaczne szkody i wymagają proaktywnych interwencji w celu kontrolowania stojących za nimi organizacji przestępczych. Organy rządowe i organy ścigania na całym świecie poszukują sposobów skutecznego zakłócania działalności organizacji przestępczych, najlepiej na wczesnym etapie ich działania. W ciągu ostatniej dekady pojawiło się coraz więcej badań, które dostarczają empirycznych dowodów na wykorzystanie analiz sieci społecznościowych w celu lepszego zrozumienia przestępczości zorganizowanej. Z badań tych wynika, że organizacje przestępcze należy postrzegać raczej jako sieci społeczne tworzące kolektywy niż organizacje o unikalnych cechach, takich jak elastyczne i niehierarchiczne relacje wewnętrzne. Takie podejście ma poważne implikacje dla sposobu, w jaki rozważa się kontrolę przestępczości zorganizowanej przez organy ścigania. Od dawna zakładano, że zaatakowanie lidera na szczycie piramidalnej organizacji mafijnej doprowadzi do upadku całej organizacji przestępczej. Nowe spostrzeżenia z analiz sieci społecznościowych podkreślają jednak, że płynność i elastyczność struktury społecznej sieci przestępczych czyni je wysoce odpornymi na te tradycyjne strategie egzekwowania prawa. Stwierdzono na przykład, że chociaż sieć zajmująca się handlem narkotykami była ukierunkowana strukturalnie przez znaczny okres, działalność przemytnicza była kontynuowana, a struktura sieci dostosowana, nawet po aresztowaniu lidera. Do tych samych wniosków prowadzą badania dotyczące odporności siatek przestępczych zaangażowanych w produkcję ecstasy w Holandii (Duijn, Kashirin i Sloot, 2014). Dlatego analiza struktur przestępczości zorganizowanej, w szczególności sieci przestępczych, wydaje się nadal aktualnym obszarem badawczym, gdyż każde badanie odporności struktur organizacji przestępczych może mieć w przyszłości wymierne korzyści nie tylko z punktu widzenia dochodów państwa, lecz także legalnie działających przedsiębiorstw w sektorze paliw ciekłych, który pozostaje polem aktywności zorganizowanych grup przestępczych. Sposób oraz liczba powstałych zorganizowanych grup przestępczych na przestrzeni ostatnich lat pozwalają postawić wniosek, iż w obszarze tego sektora zostały wykreowane węzły i powiązania pomiędzy głównymi organizatorami działalności przestępczej.

IV. Przestępczość a uczciwa konkurencja – rozważania na temat rynku paliw ciekłych

Przestępczość a uczciwa konkurencja to dwa przeciwieństwa. Zarówno przestępczość, jak i nielegalna konkurencja destabilizują bezpieczeństwo gospodarcze, którego częścią jest rynek paliw ciekłych, opierający się na istnieniu odpowiednich struktur i rozwiązań organizacyjno-prawnych zabezpieczających interesy uczestników tego obrotu zgodnie z zasadami wolnej konkurencji (Gąsiorowski, 2015, s. 36). Do zagadnienia rynku paliw ciekłych w 2015 roku odnosił się T. Zawadzki, wskazując na zagrożenie jakie niesie „szara strefa”. Zwrócił on uwagę, iż rynek stacji paliw w Polsce jest wymagającym rynkiem – marże na sprzedaży paliw są relatywnie niskie, konkurencja wysoka, a „szara strefa”, mimo prób jej zwalczania, odbiera coraz więcej klientów, szczególnie tych w paśmie B2B (Zawadzki, 2015, s. 156). Podobne stanowisko na gruncie nauki prezentował P. Bełch, stwierdzając, iż sektor paliwowy w Polsce od około kilkunastu lat zmaga się z nieuczciwą konkurencją przedsiębiorstw prowadzących działalność w tzw. szarej strefie. Sukcesywnie nasilający się proceder przestępczy, polegający głównie na nieodprowadzaniu należnych podatków do Skarbu Państwa (VAT, akcyza, opłata paliwowa), wystawił podmioty legalnie

działające w tej gałęzi gospodarki na ciężką próbę przetrwania, powodował bowiem uzyskanie lepszej pozycji handlowej działających przestępców niż legalnych przedsiębiorców.

Nieuczciwy obrót produktami ropopochodnymi zaburza konkurencję i ma negatywny wpływ na funkcjonowanie rzetelnych przedsiębiorców, którzy uczciwie wywiązują się ze wszystkich zobowiązań. Skutkuje to zmniejszeniem ich zysków (z powodu utraty dotychczasowych rynków zbytu i wymuszoną konieczność eksportu), co negatywnie wpływa na wysokość płaconych podatków (Bełch, 2019, s. 17). Literatura przedmiotu odnosi się do nielegalnie działających „przedsiębiorców” trudniących się „produkcją” i wprowadzaniem do obrotu nielegalnego paliwa przez generowanie licznych fikcyjnych transakcji, które wpływają na uszczuplenie dochodów budżetu państwa z nieuregulowanego na żadnym poprzedzającym etapie podatku VAT. Wskazana praktyka „oszukańczych podmiotów” jest szczególnie szkodliwa z uwagi na miliardowe straty Skarbu Państwa. Jednocześnie praktyka ta powoduje negatywny skutek dla podmiotów działających praworządnie (Kozłowska, 2016, s. 633). To jasne stanowisko informujące o degeneracji rynku paliw ciekłych przez zorganizowaną przestępczość. T. Wermij z kolei nawiązał do barier rozwoju konkurencji firm działających w „szarej strefie” rynku paliwowego (Wermij, 2015, s. 38), argumentując, że przyczyną tego zjawiska jest działanie naruszające normy prawne. Ze stanowiska Najwyższej Izby Kontroli (dalej: NIK) wynika, że dostawy paliw, od których zależy funkcjonowanie tego rynku, realizowane są przez podmioty gospodarcze funkcjonujące w tej branży. Ponieważ rynek paliw jest rynkiem regulowanym, m.in. poprzez wydawanie stosownych koncesji, z tytułu których budżet państwa uzyskuje dochody, konieczne jest zapewnienie przez państwo uczciwej konkurencji podmiotom, które na tym rynku legalnie funkcjonują. Występujące nieprawidłowości i w konsekwencji istniejąca „szara strefa” na rynku paliw mają wpływ również na działające zgodnie z przepisami prawa przedsiębiorstwa tego sektora, które powinny mieć zapewnioną ochronę prawną koncesjonowanej działalności. Działania „szarej strefy” wykazują cechy nieuczciwej konkurencji w stosunku do pozostałych podmiotów, co, zdaniem NIK, powinno wchodzić w zakres zainteresowania właściwego resortu ze względu na potrzebę zachowania konkurencji na rynku krajowym oraz na potrzebę prawidłowego funkcjonowania rynku wspólnotowego, a także obowiązek podjęcia odpowiednich działań naprawczych w ramach całego sektora energii, za który ponosi odpowiedzialność właściwy minister (NIK, 2017, s. 30–31).

Zjawisko przestępczości zorganizowanej dla uczciwie konkurujących przedsiębiorców na rynku paliw ciekłych może mieć wiele negatywnych aspektów. Nielegalne działania podejmowane przez przestępców mogą przybierać różne formy, takie jak: fałszowanie dokumentów lub produktów, przemyt czy wreszcie sprzedaż fałszywych produktów. Wszystkie te elementy zaburzają równowagę na rynku i utrudniają osiągnięcie sukcesu przez legalnie działających przedsiębiorców.

Kolejnym negatywnym zjawiskiem przestępczości na rynku paliw ciekłych może okazać się wzrost kosztów, które poniosą legalnie działający przedsiębiorcy w wyniku zaburzenia konkurencyjności. Przestępcy, podejmując nielegalne działania, mają możliwość wprowadzania na rynek produktów po niższej cenie, co w dalszej perspektywie osłabia uczciwych przedsiębiorców, gdyż proponowana przez organizacje przestępcze cena będzie bardziej atrakcyjna dla klientów. Wreszcie nielegalne działania mogą doprowadzić do nowych regulacji, które będą miały na celu zapobiegać przestępczości oraz chronić interesy konsumentów, co również może stanowić dodatkowy koszt dla przedsiębiorców. Analiza zagadnień nieuczciwej konkurencji pozwala na wysunięcie

wniosku, iż w obszarze rynku paliw ciekłych „szara strefa” niekiedy określana w literaturze „czarną strefą” ma bezpośrednie przełożenie na sytuację ekonomiczną legalnych przedsiębiorców. Sytuacja kreowana przez głównych organizatorów grup czy związków przestępczych stwarza poniekąd preferencyjne warunki do wejścia w struktury przestępcze czy nawet nieświadomego uwikłania się w relacje gospodarcze z nielegalnie działającymi przedsiębiorcami. Takie osoby, podejmując współpracę z zawodowymi przestępcami, niekoniecznie muszą wyczerpać ustawowe znamiona „zorganizowanej grupy przestępczej” czy „związku przestępczego” jednak mogą być luźno powiązane z takimi grupami, które, aby organizować i kontynuować proceder przestępczy, zmuszone są poszukiwać właśnie takich „kontrahentów”. Dlatego identyfikacja i badanie sieci przestępczych tego rynku wydaje się interesującym zagadnieniem, może bowiem ujawnić o wiele szersze struktury przestępcze, które pozostają niewidoczne w obliczu ustawowych znamion przestępstwa z art. 258 k.k.

V. Ekonomiczna perspektywa walki z sieciami przestępczymi na rynku paliwowym

Analiza sieciowości przestępczej w kategoriach ekonomicznych polega na zbadaniu ekonomicznych aspektów działań przestępczych i ich wpływu na tę organizację. W ramach tego typu analizy można wziąć pod uwagę różne elementy, takie jak źródła dochodu, sposób finansowania działań przestępczych, sposoby prania brudnych pieniędzy, a także relacje finansowe między różnymi podmiotami działającymi w ramach sieci przestępczej. Perspektywa ekonomiczna to spojrzenie na zwalczanie przestępczości w innych kategoriach niż karne, chociaż te dwie dziedziny nauki pozostają ściśle ze sobą związane. Prawo już od czasów starożytnych było powiązane z ekonomią. Rozwój stosunków ekonomicznych w starożytnym Rzymie miał bezpośredni wpływ na ukształtowanie się prawa jako nauki i jego poszczególnych gałęzi (Puczkowski i Bylińska, 2013, s. 75). Od czasów starożytnych obserwowany jest zatem rozwój obu dziedzin nauki. Obecnie nasuwa się wniosek, że bez udziału kategorii ekonomicznych nie ma możliwości zwalczania ani przeciwdziałania przestępczości o charakterze finansowym. Koncepcja analizy sieci przestępczych w kategoriach ekonomicznych wydaje się bardziej nowoczesnym podejściem niż „tradycyjne” sposoby analizy organizacji przestępczych. Sieci przestępcze składają się z wielu elementów wzajemnie powiązanych i wpływających na siebie, co świadczy o ich skomplikowanej strukturze.

W literaturze powiązanej z przestępczością zorganizowaną obserwuje się narastający czynnik „złożoności”, który towarzyszy organizacjom przestępczym. Wielu autorów jest już jednak przekonanych, że złożone sieci stanowią idealne ramy do badania przestępczości zorganizowanej. Mogą one odpowiednio opisać zawite relacje między przestępcami i ujawnić wzorce, w oparciu o które działają organizacje przestępcze (Lopes, Cunha, Martins, Goncalves, Lenzi, Honley, Perc, Ribeiro, 2022, s. 1). W ostatnim czasie wykazano, że metody te mogą być przydatne w dochodzeniach dotyczących handlu narkotykami, siatek politycznych, policyjnych sieci wywiadowczych, wykrywania karteli, prania pieniędzy, siatek pedofilskich i szeregu innych (Lopes i in., 2022, s. 1), do których zaliczyć można rynek paliw ciekłych. Analiza sieci społecznościowych może być wykorzystana w znaczący sposób, aby pomóc lepiej zrozumieć podstawowe przyczyny zachowań przestępczych i przestępczości, a także dostarczyć praktycznych wskazówek dotyczących projektowania polityk zapobiegania przestępczości.

Tradycyjne podejście zwalczania przestępczości koncentruje się przede wszystkim na zebraniu przydatnych informacji z obserwowanej struktury sieci. Z czasem podejście ekonomiczne może okazać się cennym uzupełnieniem tego bardziej tradycyjnego podejścia, dostarczającego dodatkowych informacji na temat źródeł wykroczeń i przestępstw oraz zwracającego uwagę na nowe mechanizmy, z których mogą skorzystać decydenci polityczni. Podejście ekonomiczne pozwala zastanowić się, kiedy polityka grupowa (np. zmiana normy grupowej) może być bardziej skuteczna niż polityka indywidualna (np. targetowanie), a kiedy celowanie jest bardziej odpowiednim podejściem ekonomicznym, znacznie bardziej szczegółowym w kwestii tego, kogo decydenci powinni kierować do poszczególnych spraw, aby wygenerować największą redukcję poziomu przestępczości (Lindquist i Zenou, 2019, s. 746–771). Ekonomiczne podejście może być więc skutecznym uzupełnieniem bardziej „tradycyjnych” metod zwalczania przestępczości zorganizowanej. O skali przestępczości rynku paliw ciekłych nie tylko donosiły media, lecz także na gruncie nauki pojawiały się publikacje zwracające uwagę na skalę tego zagrożenia. Otwartą kartą do dyskusji pozostaje zagadnienie projektowania i implementowania wyników analiz ekonomicznych do kierowania uwagi decydentów w obszarze zwalczania przestępczości finansowej.

Problematyka „spraw paliwowych” często pojawia się w ostatnich latach w publikacjach naukowych (Mazur, 2014, s. 46) jako element przestępstwa prania pieniędzy czy też rozważań na temat istoty i charakteru prawnego dokonanych uszczupień podatków pośrednich. Stale też stanowi przedmiot żywego zainteresowania środków masowego przekazu, które informują o „mafii złomowej” czy „paliwowej” (Duży, 2010, s. 7–8). O tym, iż analiza sieciowości przestępczej rynku paliw ciekłych może okazać się skutecznym narzędziem zwalczania patologii również w tym sektorze przemawia ujawnienie tego narzędzia przez Centralne Biuro Antykorupcyjne, dla którego jednym z ustawowych zadań jest ochrona ekonomicznych interesów państwa (UoCBA, 2006).

Sieć przestępcza została opracowana w kierunku analizy. Scharakteryzowane zostały jej poszczególne elementy, tj.: kluczowe cechy i funkcje osób w sieci, powiązania w obrębie sieci i poza nią, silne i słabe punkty sieci, analiza danych finansowych i telekomunikacyjnych, wnioski na temat zachowań przestępczych w powiązaniu z profilami indywidualnymi. Zaprezentowano również ujęcia strategiczne, taktyczne i operacyjne dla tej kategorii. W pierwszym wymieniono zwrócenie uwagi kadry kierowniczej na wagę powiązań sieciowych przestępczości. W drugim przypadku – zapewnienie wkładu w kierunkowanie czynności, sugerowanie skutecznych kierunków prowadzenia sprawy i możliwości przerwania działalności przestępczej, zwrócenie uwagi na luki w informacjach, tak aby kierunkować pracę ze źródłami (CBA, 2020, s. 22).

„Sieć przestępcza” jest pojęciem znacznie szerszym niż „zorganizowana grupa przestępcza” i „związek przestępczy”. Analizując powiązania grup przestępczych istnieje możliwość ustalenia między innymi kto odgrywa centralną rolę w grupie, jakie role odgrywają poszczególne osoby w organizacji, jakie interakcje występują w grupie i jak te wzorce pozwalają nam zrozumieć i prognozować zachowanie jej członków, jak często występują interakcje, kto rozpoczyna interakcje, kto jest łącznikiem między odrębnymi organizacjami, czy grupę można zakwalifikować jako zorganizowaną grupę przestępczą, czy zmieniają się siła lub centralność powiązań, czy niektórzy członkowie organizacji są powiązani między sobą z pominięciem innych członków, czy informacje o strukturze grupy pozwolą przewidzieć struktury podobnych grup przestępczych w przyszłości (CBA, 2020, s. 46–47). Stosując wymienione reguły – przykładowo do analizy kryminalnej lub

finansowej – można nie tylko szacować straty jakie poniósł Skarb Państwa w kontekście działania sprawcy ujawnionego w „zorganizowanej grupie przestępczej” czy „związku przestępczym”, lecz także podjąć próbę oceny wysokości strat przez ujawnienie konkretnego członka sieci przestępczej czy podmiotu gospodarczego należącego do jej struktury. Rodzaj tej analizy może umożliwić prognozowanie powstania na przykład nowej „zorganizowanej grupy przestępczej” lub określić rolę poszczególnych jej członków, chociażby na podstawie informacji o specjalizacji przestępczej czy regionie działania. Przewagą badawczą sieci przestępczych nad mniejszymi i zhierarchizowanymi organizacjami przestępczymi jest możliwość badania bardziej złożonych relacji pomiędzy członkami tych organizacji oraz samymi organizacjami szczególnie w wymiarze ekonomicznym.

VI. Podsumowanie

Efektywność ekonomiczna prawa karnego jest tematyką zarówno interesującą, jak i intrygującą. Wielu prawników uważa, że nie można rozpatrywać pojęć prawnych w kategoriach ekonomicznych. Twierdzą oni przede wszystkim, że nie można zdefiniować pojęcia „winy” w ujęciu ekonomicznym. Wina zaś jest najistotniejszym elementem podstawy pociągnięcia do odpowiedzialności karnej i bez jej udowodnienia nie można mówić o popełnieniu przestępstwa. Z kolei ekonomiści twierdzą, że zastosowanie analizy może mieć korzystny wpływ na prawo, która będzie przejawiała się w jego większej efektywności. Dokonując analizy ekonomicznej spraw karnych, można zauważyć, że kary wymierzane przez sądy są często niewspółmierne do wyrządzonej szkody. Rzadko orzekane są kary, które w sposób bezpośredni mogą naprawić wyrządzoną szkodę lub chociaż w jakimś stopniu zrekompensować jej skutki (Puczkowski i Bylińska, 2013, s. 75). T. Guzik zauważa, iż dzięki ekonomicznej analizie teoretycy prawa sformułowali szereg argumentów o ogólnym i szczególnym charakterze. Argumenty te odpowiadają powszechnie obowiązującym zasadom prawnym oraz dyrektywom mającym doniosłe znaczenie dla interpretacji norm prawnych (Guzik, 2017, s. 34). Założenie, że głównym celem prawa jest jego ekonomiczna efektywność wyraża fundamentalną zasadę ekonomicznej analizy prawa, a mianowicie zasadę maksymalizacji dobrobytu. Maksymalizacja dobrobytu jest możliwa do osiągnięcia dzięki prawu, które będzie efektywne ekonomicznie (zob. Bieniek i in., 2012, s. 149). Analiza zjawiska sieciowości przestępczej w kategoriach ekonomicznych może okazać się niezwykle skutecznym narzędziem jako „metoda” zwalczania przestępczości zorganizowanej, ale jednocześnie może ograniczać nielegalną konkurencję, podnosząc bezpieczeństwo rynku paliw ciekłych. Identyfikacja i zwalczanie sieci przestępczej w sektorze paliw ciekłych mają na celu wyeliminowanie nielegalnych i nieetycznych działań przestępczych, do których należą między innymi: przestępstwa podatkowe, nielegalny handel i pranie brudnych pieniędzy. Działania o takim charakterze często powodują nieuczciwą konkurencję i osłabiają legalnie działające przedsiębiorstwa w danej branży, które są zmuszone do przestrzegania rygorystycznych przepisów i płacenia podatków. Identyfikując i zwalczając przestępczość, rządy i organy regulacyjne mogą zwiększyć przejrzystość i uczciwość rynku, co może wzmocnić legalną konkurencję i stworzyć równoprawne warunki dla uczciwych przedsiębiorców. Działania te mogą pomóc również w ochronie interesów konsumentów, którzy często padają ofiarą nieuczciwej konkurencji. W ten sposób walka z sieciami przestępczymi może pomóc w budowaniu zaufania do sektora paliwowego oraz wzmocnić stabilność i rozwój tej branży.

Bibliografia

- Bełch, P. (2019). Transport drogowy materiałów niebezpiecznych w obliczu szarej strefy na przykładzie przedsiębiorstwa handlowego z sektora paliw płynnych. *Gospodarka materiałowa i logistyka*, LXXI.
- Bieniek, P., Cichocki, S. i Szczepaniec, M. (2012). Czynniki ekonomiczne a poziom przestępczości-badanie ekonometryczne. *Zeszyty Prawnicze*, 12(1).
- Bil, J. (2015). Przestępczość zorganizowana w ujęciu historycznym oraz jej ewolucja. *Kultura Bezpieczeństwa. Nauka-Praktyka-Refleksje*, (20).
- Borgatti, P. (2006). Identifying sets of key players in a social network. *Comput Math Organiz Theor* (2006) 12: 21–34.
- Campana, P. (2016). Explaining criminal networks: Strategies and potential pitfalls. *Methodological Innovations*, 9, 1–10.
- Cavallaro, L., Ficara, A., De Meo, P., Fiumara, G., Catanese, S., Bagdasar, O., Song, W., Liotta, A. (2020). Zakłócanie odpornych siatek przestępczych poprzez analizę danych: przypadek sycylijskiej mafii. *Plos One*, s. 1.
- CBA. (2020). *Analiza kryminalna. Podręcznik dla analityków*. Opracowanie Biura Narodów Zjednoczonych ds. Narkotyków i Przestępczości. Warszawa: Departament Analiz CBA.
- Clarke, R.V. (1996). *Situational crime prevention: Successful case studies* (2nd ed.). New York: Harrow and Heston.
- Duijn, P.A.C., Kashirin, V. i Sloot, P.M.A. (2014). The Relative Ineffectiveness of Criminal Network Disruption. *Scientific Reports*, 4(1).
- Duży, J. (2010). Ściganie przestępczości zorganizowanej w zakresie obrotu złomem i paliwami. *Prokuratura i Prawo*, 7(8), 71–86.
- Duży, J. (2013). *Zorganizowana przestępczość podatkowa w Polsce*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Dziesięszewski, G. (2022). Bezpieczeństwo Polski w aspekcie problemów energetycznych wywołanych agresją Rosji na Ukrainę. *Gospodarka i Finanse*, (11).
- Filipkowski, W. (2006). Przestępczość zorganizowana ujęcie prawne i kryminologiczne. *Prokuratura i Prawo*, (12).
- Gąsiorowski, J. (2015). Przestępczość gospodarcza w strukturze przestępczości ekonomicznej w świetle badań własnych. W: P. Piotrowski, T. Bugelova, P. Wicher (red.), *Oblicza przestępczości – wyzwania psychologii sądowej*. Nowy Sącz: Agencja Wydawniczo-Reklamowa Omnidium.
- Grzelak, S. (2016). Ropa naftowa w gospodarce światowej – znaczenie dla Polski. *Państwo i Społeczeństwo*, (6).
- Guzik, T. (2017/8). Ekonomiczna analiza prawa jako metoda prawoznawstwa. *Internetowy Przegląd Prawniczy*, (38).
- Hasińska, I. (2021). Prawno ekonomiczne ujęcie działalności rolniczej działalności gospodarczej w świetle „Konstytucji Biznesu”. *Ruch Prawniczy, Ekonomiczny i Socjologiczny*, 83(3).
- Kardaś, Sz., Łoskot-Strachota, A. i Wiśniewska, I. (2020). *Krach i jego konsekwencje. Rynek ropy w dobie pandemii*. Ośrodek Studiów Wschodnich. Pozyskano z: <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2020-06-02/krach-i-jego-konsekwencje-rynek-ropy-w-dobie-pandemii>
- Karpel, D. (2017). Przestępczość zorganizowana. *Internetowy Przegląd Prawniczy*, (7).
- Kowiger, H. (2014). Kilka uwag o wydobyciu ropy naftowej na świecie – nadzieje i obawy. *Zeszyty Naukowe ZPSB Firma i Rynek*, 1(46).
- Kozdra, K. (2017). Rozwój przestępczości zorganizowanej w Polsce. *Zeszyty Naukowe Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej w Płocku. Nauki Ekonomiczne*, (26), 43–56.

- Kozłowska, P. (2016). Prawnopodatkowe skutki głównych nieprawidłowości w obrocie paliwami. *Annales Universitatis Mariae Curie-Skłodowska*, 50(1).
- Lampe, K. (2015). *Organized Crime: Analyzing Illegal Activities, Criminal Structures, and Extra-legal Governance*. New York: SAGE.
- Lindquist, M.J. i Zenou, Y. (2019). Crime and networks: ten policy lessons. *Oxford Review of Economic Policy*, 35(4), 746–771. <https://doi.org/10.1093/oxrep/grz020>.
- Lopes, D., Cunha, B., Martins, A., Goncalves, S., Lenzi, E., Honley, Q., Perc, M., Ribeiro, H. (2022). Machine learning partners in criminal networks. *Scientific Reports*, Article number: 15746, 2022 r.
- Majek, A. i Ociesa, K. (2022). *Sytuacja ekonomiczno-finansowa przedsiębiorstw z sektora paliwowego i chemicznego w Polsce*. Lublin: Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej.
- Malinowska, I. i Rybicka, A. (2020). Mechanizmy przestępcze stosowane w zorganizowanej przestępczości akcyzowej. *Zeszyty Naukowe PWSZ w Płocku. Nauki Ekonomiczne*, 31.
- Mazur, M. (2014). *Penalizacja prania pieniędzy*. Warszawa: Biuro Rzecznika Praw Obywatelskich.
- McCarthy, B., Hagan, J. i Cohen, L.E. (1998). Niepewność, współpraca i przestępczość: zrozumienie decyzji o współuczestnictwie. *Social Forces*, 77(1), 155–184.
- Miczkowska, A. (2009). *Problematyka przestępczości zorganizowanej*. Wrocław: Uniwersytet Wrocławski.
- Misiągiewicz, J. (2015). *Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej*. Lublin. Pozyskano z:chromeextension://efaidnbmnnnibpajcpgclefindmkaj/http://phavi.umcs.pl/at/attachments/2015/1115/155651-poziomy-analzy.pdf
- Molo, B. (2017). Bezpieczeństwo zaopatrzenia energetycznego – wyzwania dla polityki bezpieczeństwa Niemiec. *Bezpieczeństwo. Teoria i Praktyka*, (1).
- Motowidlak, T. (2007). Istota Ciągłości dostaw energii elektrycznej w Unii Europejskiej. *Polityka Energetyczna*, 10(1).
- Nieborak, T. (2016). *Tworzenie i stosowanie prawa rynku finansowego a proces ekonomizacji prawa*. Poznań: Wydawnictwo Naukowe UAM.
- Niedziółka, D. (2018). *Funkcjonowanie polskiego rynku energii*. Warszawa: Difin.
- NIK. (2017). *Informacja o wynikach kontroli. Zapobieganie nielegalnemu obrotowi paliwami ciekłymi*. Warszawa: Najwyższa Izba Kontroli, Nr ewid. 21/2017/P/16/018/KGP.
- NIK. (2021). Analiza wykonania budżetu państwa i założeń polityki pieniężnej w 2021 roku, Nr ewid. 54/2022/P/22/001/KBF, 55/2022/P/22/002/KBF.
- Piątkowska, B. (2018). *Przestępczość w sektorze paliwowym i jej zwalczanie*. Poznań: Fundacja na rzecz Czystej Energii.
- POPiHN. (2012–2021). *Przemysł i handel naftowy*. Raporty roczne Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego za lata 2012–2021. Warszawa: Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego.
- Puczkowski, B. i Bylińska, M. (2013). Ekonomiczna efektywność prawa w sprawach karnych. *Przegląd Prawno-Ekonomiczny*, (24).
- Rau, Z. (2002). *Przestępczość zorganizowana w Polsce i jej zwalczanie*. Kraków: Wolters Kluwer.
- Sakowicz, A. (2016). *Kodeks postępowania karnego*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- Skała, J. (2004). Normatywne mechanizmy zwalczania przestępczości zorganizowanej w świetle przepisów kodeksu karnego (część 1). *Prokuratura i Prawo*, (7–8).
- Skarżyński, M. (2019). Globalne bezpieczeństwo naftowe w XXI wieku. *Rocznik Bezpieczeństwa Międzynarodowego*, 1, 102–115. <https://doi.org/10.34862/rbm.2006.8>
- Sprengel, B. (2019). Policyjne czynności operacyjno rozprawcze w Polsce. *Studia i Analizy*, 51.
- Ustawa z dn. 9.06.2006 r. o Centralnym Biurze Antykorupcyjnym (t.j. Dz. U. 2006 Nr 104, poz. 708 ze zm.).

Ustawa z dn. 6.06.1997 r. – Kodeks karny (t.j. Dz. U. 1997 Nr 88, poz. 553 ze zm.).

Ustawa z dn. 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 Nr 54, poz. 348 ze zm.).

Wermij, T. (2015). *Konkurencyjność i innowacyjność małych i średnich przedsiębiorstw na rynku paliw płynnych w Polsce*. Niepublikowana rozprawa doktorska. Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu.

Wiak, K. (2012). W: A. Grześkowiak, K. Wiak (red.), *Kodeks karny komentarz*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Wódka, M. (2015). Międzynarodowa przestępczość zorganizowana – typologia, charakterystyka, zwalczanie. *De Securitate et Defensione. O Bezpieczeństwie i Obronności*, 2(1), 149–162.

Zawadzki, T. (2015). Możliwość wejścia nowego koncernu paliwowego na rynek stacji paliw w Polsce. W: A. Dymitrowski, Ł. Małys (red.), *Zarządzanie Przedsiębiorstwem. Trendy i Praktyka*. Poznań: Advertiva s.c.

Zawłocki, R. (2018). *System Prawa Handlowego. Tom 10. Prawo Karne Gospodarcze*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Izabela Filipiak, Władysław Mielczarski,
Energetyka w okresie transformacji,
Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2023

I. Informacje wprowadzające

W tym roku nakładem Wydawnictwa Naukowego PWN ukazała się książka pod tytułem „Energetyka w okresie transformacji” autorstwa Izabeli Filipiak i Władysława Mielczarskiego. Publikacja ta znakomicie wpisuje się w tematykę bieżącego numeru iKAR-a, którą jest transformacja energetyczna i bezpieczeństwo energetyczne. Monografia odnosi się do obu tych zagadnień. Dlatego nie w sposób jest o niej nie wspomnieć przy tej okazji. Tematyka książki jest bardzo aktualna ze względu na procesy zachodzące w sektorze energetycznym, które obejmują kwestie natury zarówno technicznej i technologicznej – wybór i stosowanie nowych technologii energetycznych i ich bezpieczeństwo dla mieszkańców i środowiska naturalnego (klimatu), jak i ekonomicznej – zasady i źródła finansowania transformacji energetycznej, w tym w szczególności wsparcie finansowe dla nowych technologii energetycznych, czy wreszcie natury społecznej i środowiskowej – wpływ transformacji energetycznej na otoczenie (środowisko i społeczeństwo). Autorzy publikacji odnoszą się do wszystkich trzech pól transformacji energetycznej. Praca tym samym ma charakter przekrojowy.

Transformacja energetyczna jest złożonym procesem, który powinien być rozpatrywany od strony techniczno-technologicznej, ekonomicznej oraz społeczno-środowiskowym, a także w ujęciu globalnym, unijnym oraz krajowym. Problematyka ta jest zatem interdyscyplinarna. O transformacji energetycznej mowa jest od lat w przestrzeniach unijnej i krajowej. Wydaje się jednak, że impuls przyspieszenia dla tego procesu dał wybuch wojny w Ukrainie i wstrzymanie dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej do państw europejskich. Wstrzymanie owych dostaw, wzrost cen, niepewność inwestycyjna, poszukiwanie alternatywach źródeł dostaw sprawiły, że „transformacja energetyczna” stała się żywo obecnym w przestrzeni publicznej terminem życia codziennego. Zainteresowanie opinii publicznej procesami zachodzącymi w sektorze energetycznym sprawiły, że nastąpił swoisty „wysyp ekspertów” od transformacji energetycznej. Na łamach gazet oraz w wywiadach telewizyjnych i radiowych pojawiały się liczne wypowiedzi osób, co do których wiedzy i kompetencji w zakresie transformacji energetycznej można mieć wątpliwości. Nierzetelna informacja na temat stanu energetyki w Polsce oraz zasadność bądź jej brak dla procesów w niej zachodzących może bowiem wprowadzać opinię publiczną w błąd, a przez to przekładać się na decyzje konsumenckie czy biznesowe. Jak już wspomniano, energetyka jest sektorem wielowątkowym, ale jednocześnie strategicznym dla funkcjonowania gospodarki oraz społeczeństwa. Znajomość tych procesów wymaga zaś wieloletniej pracy eksperckiej w branży energetycznej. Z tego też względu ważne jest, aby o energetyce mówiły i pisały osoby mające w tym zakresie stosowną wiedzę i doświadczenie. Nie ulega wątpliwości, że do takich osób należą Autorzy recenzowanej książki.

Książka została przygotowana przez prof. dr. hab. inż. Władysława Mielczarskiego, który jest autorem o bogatym dorobku naukowym i eksperckim w obszarze energetyki. Prof. Mielczarski jest profesorem w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, a w przeszłości pełnił funkcję doradczę dla rządu polskiego oraz rządów innych państw (m.in. Kanady, Australii). Do zasług tego Autora należy m.in. przygotowanie „Programu dla elektroenergetyki”, który po zatwierdzeniu przez rząd w marcu 2006 roku stał się podstawą do wydzielenia czterech grup energetycznych: Polska Grupa Energetyczna, Tauron Polska Energia, Enea i Energa (zob. szerzej: Zamasz, 2015, s. 19–28; Czarnecka, 2018, s. 1–48). Drugi autorem jest dr inż. Izabela Filipiak, która od lat zajmuje się doradztwem dla branży energetycznej. Podkreślenia wymaga, że autorzy są z wykształcenia inżynierami zajmującymi się funkcjonowaniem systemu elektroenergetycznego.

II. Struktura książki

Niniejsza recenzja została podzielona na trzy części. Każda z tych części porusza inny aspekt transformacji energetycznej: techniczny, ekonomiczny, społeczno-środowiskowy. Jak słusznie wskazują Autorzy, każdy z tych aspektów jest wyzwaniem¹.

Analizę możliwości transformacji energetycznej Autorzy rozpoczynają od części A prezentującej wymiar techniczny. Jak słusznie wskazują, „[j]est to wymiar najbardziej podstawowy i wprowadzający ograniczenia, których nie można uniknąć, ponieważ wynikają one z praw fizyki i dostępnych technologii, jakie stosujemy w energetyce. Zrozumienie omówionych w tej partii aspektów technicznych jest pierwszym krokiem na drodze do zrozumienia transformacji energetycznej”².

W rozdziale 1 autorzy wyjaśniają jak wygląda proces produkcji energii elektrycznej, w źródłach zarówno konwencjonalnych, jak i odnawialnych. Omawiają zasady działania elektrowni opalanych węglem brunatnym i kamiennym, elektrowni gazowych i wykorzystujących paliwo jądrowe, biogazowni i elektrowni spalających biomasę, elektrowni wodnych, słonecznych i wiatrowych. W. Mielczarski i I. Filipiak przeanalizowali także możliwości wykorzystania wodoru do produkcji energii elektrycznej.

Aspekty techniczne obejmują również bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego i ciągłość dostaw energii elektrycznej. Tym samym książka dotyka kluczowej wartości sektora energetycznego, jaką jest bezpieczeństwo energetyczne i bezpieczeństwo dostaw. Autorzy w tym zakresie przedstawiają kompleksowe podejście do spraw bezpieczeństwa energetycznego, albowiem poruszają takie zagadnienia, jak: dyspozycyjność i sterowalność źródeł energii, ciągłość zasilania i bilansowanie systemu. Problemy bezpieczeństwa i ciągłości dostaw zostały pokazane na przykładzie systemów elektroenergetycznych w Polsce oraz w Europie. Szczególną uwagę poświęcają odnawialnym źródłom energii i możliwości ich funkcjonowania w warunkach systemu elektroenergetycznego oraz możliwości zwiększenia udziału tych źródeł w produkcji energii elektrycznej. Omawiają także dyspozycyjność odnawialnych źródeł energii.

Rozdział 3 tej części książki dotyczy transportu energii elektrycznej w systemie przesyłowym i systemach dystrybucyjnych, ukierunkowania przepływów energii elektrycznej oraz pracy linii w stanach normalnych i w obecności generacji rozproszonej, przede wszystkim odnawialnych źródeł energii na poziomie sieci dystrybucyjnej. Kolejne podrozdziały obejmują takie zagadnienia

¹ *Wprowadzenie. Dokąd zmierzamy?*, s. 13.

² *Ibidem*.

z zakresu pracy systemu elektroenergetycznego, jak: jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej, linie prądu stałego, sprzęgła elektryczne *back-to-back*, wielotorowe i wielonapięciowe linie napowietrzne, linie bezpośrednie oraz zastosowanie klastrów energii. Część A kończy opis działania magazynów energii, które są ważnym elementem rozwoju systemu elektroenergetycznego i transformacji energetycznej.

Część B odnosi się do aspektów ekonomicznych transformacji energetycznej i rozpoczyna się od analizy elementów składowych kosztu za energię elektryczną. Autorzy omawiają poszczególne elementy kosztów wytwarzania energii elektrycznej, w elektrowniach konwencjonalnych i odnawialnych źródłach energii, oraz koszty przesyłania energii. Kolejno prezentowane są subsydia i podatki w energetyce, takie jak: subsydia dla odnawialnych źródeł energii w postaci certyfikatów i taryf, rynki mocy, podatek VAT czy europejski system handlu pozwoleniami na emisje (system EU ETS).

Dalsze rozdziały poświęcone są funkcjonowaniu odnawialnych źródeł energii w warunkach rynkowych. W książce zaprezentowany jest również sposób obliczania wartości rynkowej odnawialnych źródeł energii oraz sprzedaży tej energii na rynku dnia następnego. Analizowane są prognozy wielkości produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz możliwość wprowadzenia kontraktów na rezerwy mocy w celu dalszego rozwoju odnawialnych źródeł energii. Rozdział 6 przedstawia zasady działania rynków energii elektrycznej, w tym giełd energii, rynku bilansującego i rynku detalicznego. Ostatni rozdział tej części, siódmy, dotyczy kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym kosztów niedostarczonej energii oraz kosztów samej transformacji energetycznej.

Część C zawiera omówienie aspektów społecznych i środowiskowych. Zdaniem Autorów „[t]e pozornie od siebie oddalone obszary łączy wspólna cecha: trudno jest zmierzyć, wycenić i porównać (zwłaszcza długoterminowy) wpływ transformacji energetycznej na społeczeństwo i środowisko. Dlatego też społeczne i środowiskowe aspekty transformacji energetycznej budzą czasem kontrowersje (...)”. Ostatnia część książki przedstawia oddziaływanie energetyki na klimat i środowisko naturalne, relacje między energetyką i jej transformacją a społeczeństwem, znaczenie poszczególnych technologii energetycznych, w tym energetyki jądrowej i biometanowej, dla społeczeństwa i środowiska.

Książka zwieńczona jest podsumowaniem najważniejszych aspektów i wyzwań transformacji energetycznej.

III. Strona formalna

Strona formalna monografii nie budzi zastrzeżeń. Autorzy tekstów posługują się specjalistycznym branżowym słownictwem, właściwym dla tego typu tekstów.

IV. Strona merytoryczna

Autorzy zasadnie podejmują się omówienia transformacji energetycznej w trzech ujęciach: techniczno-technologicznej, ekonomicznej, środowisko-społecznej. Zabieg ten należy ocenić pozytywnie, albowiem transformacja energetyczna jest zabiegiem wieloaspektowym wymagającym interdyscyplinarnego podejścia. Książka prezentuje bowiem kilka aspektów działania

elektroenergetyki i możliwe kierunki rozwoju sektora, a także odnosi się do ograniczeń technicznych, skutków ekonomicznych i relacji energetyki z otoczeniem. Opracowanie dostarcza uniwersalnej wiedzy o aspektach technicznych, ekonomicznych i społeczno-środowiskowych, które są niezbędne dla zrozumienia transformacji energetycznej, przygotowania się do niej i bezpośredniego udziału, zarówno jako inwestor, jak i jako konsument. Trudno nie podzielać poglądu Autorów, że transformacja energetyczna jest procesem, który ma zaspokoić coraz bardziej rozbudowane potrzeby ludzkie, przy minimalizacji negatywnego wpływu sektora energetycznego na otoczenie³. Autorzy słusznie przyjmują, że „[t]ransformacji energetycznej nie powinno się przeprowadzać dla osiągnięcia celów politycznych czy wzmocnienia pozycji gospodarczej poszczególnych grup interesów. Powinna ona służyć budowaniu lepszego świata. (...) Odmienne cele poszczególnych grup zaangażowanych w transformację energetyczną często wzajemnie się wykluczają, wprowadzając chaos utrudniający ustalenie pożądanych kierunków zmian”⁴.

V. Adresat

Recenzowana monografia zaadresowana jest do wszystkich osób interesujących się transformacją energetyczną, w szczególności energetyką, czyli polityków, dziennikarzy, działaczy klimatycznych, studentów. Do lektury niniejszej książki zachęca się wszystkich, którzy chcą poznać procesy zachodzące w sektorze energetycznym oraz wyzwania i uwarunkowania transformacji energetycznej. Książka jest bowiem napisana przystępnym językiem, poszczególne części publikacji wychodzą od zagadnień ogólnych do szczegółowych, a zakres opracowania jest przekrojowy. Warto zwrócić uwagę, że zapoznanie się z poszczególnymi jednostkami redakcyjnymi nie wymaga znajomości poprzednich, albowiem każda z nich ma charakter autonomiczny. Monografia ma walor wysoce praktyczny, który przewyższa walor naukowy. Z tego też względu rekomenduję ją nie tylko praktykom, lecz także wszystkim odbiorcom energii elektrycznej.

VI. Wnioski końcowe

Recenzowana monografia dotyczy ważnej dla nauki i praktyki problematyki, jaką jest transformacja energetyczna. Poprzez odniesienie się do literatury z kilku dyscyplin naukowych, Autorzy rozpoznali stan wiedzy zastanej w obszarze transformacji energetycznej, dokonali jej syntezy, sformułowali własne opinie, sądy i spostrzeżenia, stawiając tym samym krok naprzód w debacie eksperckiej nad transformacją energetyczną. Recenzowana monografia jest wartościowym, treściwym i opartym na interdyscyplinarnych oraz praktycznych źródłach wiedzy opracowaniem, które spotka się z zainteresowaniem studentów, naukowców, przedstawicieli administracji państwowej i branży energetycznej, a także odbiorców końcowych. Książka „Energetyka w okresie transformacji” może być jednocześnie punktem wyjścia do dalszych, pogłębionych rozważań i opracowań na temat transformacji energetycznej w trzech wymiarach: technicznym, ekonomicznym i środowisko-społecznym.

³ Podsumowanie, s. 418.

⁴ Ibidem.

Bibliografia

Czarnecka, M. (2018). *Obowiązki informacyjne a zachowania konsumentów na rynku energii elektrycznej. Studium ekonomii prawa*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Zamasz, K. (2015). Uwarunkowania ekonomiczno-regulacyjne konsolidacji krajowego sektora elektroenergetycznego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, 2(18), 19–28.

dr Marcin Kraśniewski, LL.M.

Katedra Transformacji Energetycznej

Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach

ORCID: 0000-0002-8552-4182

Current selected problems in the energy sector

(from the Editors-in-Chief)

Articles

Dariusz Michalski, Paweł Hawranek, Financial instruments of green transmission

Table of contents

- I. Introduction
- II. Green finance
- III. Selected instruments of green finance
- IV. Financing green transition with Power Purchase Agreements (PPA)
- V. Regulatory conditions for PPAs on the Polish market
- VI. Conclusions

Summary: Green transition creates change not only for the real economy, but also for widely perceived finance, exposing them both to risks and opportunities. This is of fundamental significance for enterprises and financial institutions, which need to adapt. Risk increases in areas subjected to regulatory and market pressure, forcing changes in market strategies or production methods. Regulations may present opportunities as well, and those may include clean technologies, in particular technologies aiming to reduce greenhouse gas (GHG) emissions, the development of renewable energy sources (RES), a digital revolution on the energy market, and introducing new elements into the financial market. Taking these trends into account is essential to economic success. Underestimating the progressing climate change, and the intensive human activity in this area, has made climate protection and the need to transform the economy a priority. Consequently, the implementation of green transition requires appropriate funds for the financing of green projects. Considering the above trends in the global economy, the authors strive to present the financial instruments available for supporting the development of green transition, taking into consideration, in particular, the power market. Hence, they discuss the financial instruments used for energy transition and the fight against climate change. The authors point to the importance of green finance, which as an element of the financial system, takes over the responsibility for providing the funds and tools both for financing climate goals, and for effective risk management by the entities involved in this process.

Key words: green transition; climate neutrality; green finance; power sector; financial instruments; risk; management; RES

JEL: F23, L21, M1, G15, G24, G23

Mariusz Szyrski, RES Grant – an attempt to evaluate a new support instrument in the development of renewable energy sources in Poland

Table of contents

- I. Introduction
- II. Definition of a RES Grant, the problem of legal definitions
- III. Principles of awarding a RES Grant
- IV. Summary

Summary: As of the end of 2022, a new support instrument called an “OZE Grant”, that is, a “RES Grant” has been legally introduced in Poland. Among other things, the relevant legislation is intended to implement the objectives of the programme entitled “Replacement of heat sources and improvement of energy efficiency in residential buildings”, insofar as this measure applies to multi-family residential buildings, as well as the programme “Investments in energy-efficient housing for low- and middle-income households”. The main purpose of this study is to analyze the new legal solution meant to serve other owners (?) and managers of multifamily buildings as well as other beneficiaries. The main research question in this article is – in what direction did the polish legislator go, and whether the new legislation corresponds to existing legal rules and is “compatible” with them.

Key words: RES grant; renewable energy sources; energy law; energy industry

JEL: K19, K23, K41

Aleksandra Pęksyk, Green Bonds as debt securities to finance investments in the age of energy transition

Table of contents

- I. Introduction
- II. The genesis of Green Bonds
- III. The legal status of Green Bonds
- IV. The development outlook for the Green Bond market in Poland
- V. Summary

Summary: The purpose of this article is to discuss the origins and legal status of Green Bonds, as well as to identify barriers and prospects for the development of this type of securities in Poland. The analysis is based on Polish and EU legal regulations as well as EU legislative plans regarding the standard of European Green Bonds, and also with regard to the existing policies in the field of the ongoing energy transition.

Key words: green bonds; energy; energy transition; RES; European Union; greenwashing

JEL: K12, K22, K32, K33, K42

Dariusz Michalski, Paweł Hawranek, Impact of climate risk on long-term core activity management in the power sector

Table of contents

- I. Introduction
- II. Global impact of climate risk on the power sector

- III. Importance of climate risk for operations' management in power companies
- IV. Relevance of physical risk for long-term change of operational activities of power companies
- V. Importance of adapting the operations of power companies in order to neutralize transition risk
- VI. New conditions of financing long-term adjustments of the core activities of power companies
- VII. Recommendations for necessary changes of the core activities of power companies; results from the research
- VIII. Final remarks

Summary: The global economy faces the challenges of climate change that generates the climate risk, which essentially affects the operational activity of power companies. The power sector is both, one of the most important greenhouse gas (GHG) emitters, and an industry especially exposed to widely perceived climate risk. Changes in the natural environment cause negative impacts on the energy infrastructure (physical risk), while regulatory changes and society sentiments (transition risk) reshape the conditions of the operational profitability of power companies. These phenomena, currently accelerating changes in the global economy, persuaded the authors to undertake a study on necessary changes in the core activities of power companies, which should secure the resilience of their profits in an uncertain future. The authors performed a comprehensive study of literature on climate risk exposure in the power sector, by researching operational adjustments made by leading power companies in their green transformation process. To meet the abovementioned objectives of the article, the author's presents the results of their research in the part of the article that discusses the recommendations for the necessary changes of the core activities of power companies. The authors intend to identify universal solutions that can be applied by power companies operating in a globalized economy. This requires a long-term process of re-designing the operational activities of power companies, which would secure physical assets responsible for the continuity of their operations, and hedge future profits against transition risk.

Key words: management; power company; strategy; climate risk; climate change; core activity; power market

JEL: M1, M4, F23, L21

Tomasz Długosz, A new concept of polycrisis in the light of Directive 2022/2557 on the resilience of critical actors (CER Directive)

Table of contents

- I. Introduction
- II. The concept of „polycrises”
- III. CER Critical Entity Resilience Directive
- IV. Conclusions

Summary: The author considers the concept of a “polycrisis” (when several crisis interact), which can be used in increasing the resilience of critical entities and protecting critical infrastructure. He comes to the conclusion that this is a concept that draws attention to certain trans-systemic threats, and to the reactivity of social systems to these threats. In his view, the Directive on the resilience of critical actors (CAR Directive) requires the consideration of a wide range of inter-system

interdependencies, and creates a field for the use of the concept of a polycrisis. The author expresses concerns that the possible ideological entanglement of the concept of a polycrisis will lead to disproportionate protection of critical infrastructure.

Key words: polycrisis; critical infrastructure; critical entities; key services; vital services; crisis management; energy sector

JEL: K32

Jakub Faszczka, Selected Aspects of EU Regulations Enacted in Response to the Gas Market Crisis

Table of contents

- I. Introduction
- II. EU intervention in the European gas market
- III. Detailed discussion of adopted (non)market measures
 1. Regulation 2022/1032
 2. Regulation 2022/1369
 3. Regulation 2022/1854
 4. Regulation 2022/2576
 5. Regulation 2022/2578
- IV. Summary

Summary: The objective of this study is to clarify the actions taken at the EU level in response to the ongoing gas market crisis, and to provide a preliminary assessment of their effectiveness. This crisis began prior to Russia's attack on Ukraine, and was intended as a preparatory measure for the planned invasion. An exposition of Gazprom's actions is included in the introduction of the article to enhance comprehension of the contextual backdrop that justified the adoption of these EU Regulations. The substantive section of this article presents a curated selection of the most significant measures implemented in order to mitigate the repercussions of the gas crisis. Concurrently, an endeavor is made to evaluate the effectiveness and potential consequences of these legislative measures. Issues such as sanctions, as well as matters relevant to public aid, fall outside the purview of this study, as they have the potential to warrant their individualized assessments.

Key words: Energy security; Art. 194 TFEU; Art. 122 TFEU; SoS Regulation; gas crisis

JEL: K32

Wojciech Jakubiec, Criminal networks as anti-competitive practices of the liquid fuels market

Table of contents

- I. Introduction
- II. Liquid fuels – importance of the sector
- III. Criminal networks on the fuel market
- IV. Crime and fair competition on the liquid fuels market
- V. The economic perspective of combating criminal networks on the fuel market
- VI. Summary

Summary: The aim of the article is to analyze the possibilities of combating organized crime by identifying and analyzing criminal networks in economic terms and their impact on fair competition on the liquid fuels market.

Key words: liquid fuels market; criminal networking, anti-competitive practices, law & economic

JEL: K420

Book review

Izabela Filipiak, Władysław Mielczarski, *Energetyka w okresie transformacji* [Energy in the period of transition], Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2023 (**Marcin Kraśniewski**)

internetowy KWARTALNIK ANTYMONOPOLOWY I REGULACYJNY

REKOMENDOWANY SKRÓT CYTOWANIA iKAR

PODSTAWOWE INFORMACJE DLA AUTORÓW

Teksty do opublikowania w iKAR winny być dostarczane na skrzynkę mailową redakcji (ikar@wz.uw.edu.pl) jako dokumenty elektroniczne w edytorach MS Word (2000/XP/2003) lub Open Office.

Artykuły powinny zawierać także spis treści, streszczenie i słowa kluczowe.

Artykuły powinny zawierać nie mniej niż 4500, a nie więcej niż 9000 słów.

Redakcja będzie dbać, żeby w iKAR nie miały miejsca przypadki ghostwriting czy guest authorship.

ZASADY RECENZOWANIA

Wszystkie teksty każdego numeru iKAR są wstępnie recenzowane przez redaktora tematycznego.

Artykuły są oceniane przez dwóch niezależnych recenzentów spoza CARS. Autorzy i recenzenci nie znają swoich tożsamości (*double blind peer review*).

Recenzja jest sporządzana na formularzu w wersji dla tekstów prawnych i ekonomicznych, dostępnym na stronie www.ikar.wz.uw.edu.pl. Recenzja kończy się jednoznacznym wnioskiem co do dopuszczenia artykułu do publikacji lub jego odrzucenia.

Zbiorca lista recenzentów iKAR jest publikowana w ostatnim numerze iKAR w danym roku.

PRAWA AUTORSKIE

Publikacja jest bezpłatna. Wszystkie teksty wydawane są na zasadzie otwartego dostępu i na licencji CC BY 4.0 Creative Commons – Uznanie autorstwa (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/legalcode.pl>).

Korzystanie z zawartości całego numeru oraz z każdego z jego tekstów jest zatem uzależnione wyłącznie od akceptowania przez użytkownika trzech zasad: uznania autorstwa, korzystania z tekstów tylko dla celów niekomercyjnych oraz nietworzenia na ich bazie utworów zależnych.

UDOSTĘPNIANIE

iKAR jest publikowany pierwotnie w wersji elektronicznej za pośrednictwem odrębnej strony internetowej www.ikar.wz.uw.edu.pl.

Jest udostępniany w wersji .pdf dostosowanej m.in. do e-booków.

Będzie także dostępny we wszystkich najważniejszych polskich bazach wolnego dostępu oraz – na zasadach niewyłącznych – w bazach największych polskich wydawców książek i czasopism z zakresu prawa, ekonomii i zarządzania.

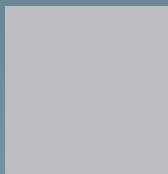
CENTRUM STUDIÓW ANTYMONOPOLOWYCH I REGULACYJNYCH



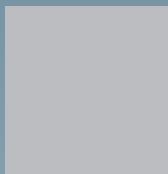
prowadzi badania naukowe



wydaje książki i periodyki,
w tym YARS www.yars.wz.uw.edu.pl
oraz iKAR www.ikar.wz.uw.edu.pl



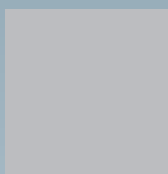
organizuje konferencje naukowe i warsztaty



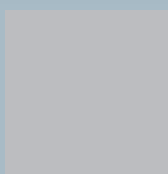
świadczy usługi doradcze i prowadzi
szkolenia



oferuje studia podyplomowe ARIS
www.aris.wz.uw.edu.pl



prowadzi Otwarte Seminarium Doktoranckie



współpracuje z instytucjami naukowymi
w kraju i zagranicą oraz z organami
regulacyjnymi (UKE, URE, UTK)